令和２年度燃料安定供給対策に関する調査事業
（持続可能な石油コンビナートへの変革・連携強化に関する分析調査）
報告書

令和３年３月

石油コンビナート高度統合運営技術研究組合
Research Association of Refinery Integration for Group-Operation (RING)

はじめに

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁より委託を受けた「令和２年度燃料安定供給対策に関する調査事業（持続可能な石油コンビナートへの変革・連携強化に関する分析調査）」について、石油コンビナート高度統合運営技術研究組合（RING）が調査を行い、取りまとめたものである。

近年、国内の石油需要は減少傾向にあり、製油所も縮小傾向にある一方、世界の石油需要は拡大が続く見通しで、最新の技術を採用した大型で高効率な製油所の新増設が続いている。これによって、石油・石化製品市場の国際競争は激しさを増しており、今後、石油・石化製品の輸出環境の悪化や輸入圧力の高まりが予想される。更に、長期的な観点では二酸化炭素削減に代表される世界的な環境保全活動の高まりにより、従来の延長線上にあるエネルギー需給構造や製造プロセスでは、石油コンビナートの持続的な発展が困難になることも懸念される。

このような国際情勢の中、長期的に石油・石化製品の安定供給を確保するためには、国内石油コンビナートの国際競争力を維持・強化しつつ、新たな視点で環境保全に対応した石油コンビナートに変革していくことは必須である。

本調査は、国内外における環境変化に対し、石油精製、石油化学、化学、鉄鋼、その他製造業が集積する石油コンビナートが、柔軟かつ持続的に変革して国際競争に対応していくための連携事業を創出・促進する政策立案に役立てることを目的とする。

調査の実施にあたっては、当組合が長年行ってきた石油コンビナートの企業間連携の実施推進、および内外の石油産業・石化産業の直面する課題や展開等に関する専門情報に加え、種々の解析ツールを活用するとともに、業界関係者や専門家等による知見等を効果的に組み込んだ。

また、海外の環境変化や産業動向の調査にあたっては、海外現地関係者とのリモートでのヒアリング調査を実施、結果を解析して実態を明らかにした。このような活動にご尽力、ご協力をいただいた多くの方々に深く感謝の意を表する次第である。

本報告書が、日本の石油コンビナートにおける競争力強化に係る政策立案に役立つことになれば幸いである。

令和３年３月

石油コンビナート高度統合運営技術研究組合
（ＲＩＮＧ）

抄録

持続可能な石油コンビナートへの変革・連携強化に関する分析調査として、以下の取組みを実施した。

（1） 海外石油コンビナートの設備戦略調査

中国を始めとするアジア圏の新興コンビナートでは、石油精製設備とエチレンセンター設備の強みをインテグレーションによって、原油を原料とする最大効率の「石化シフト」へと構造転換することが中核スキームとなっている。特に中国では石油製品、エチレンを除く石化製品の飽和傾向が見られ、アジア圏における輸出競争激化の原因となっており、今後も競合国として取組みを注視していく必要がある。

米国の石油・石油化学産業は、シェール革命によって今後も非常に高い競争力を発揮することが見込まれる。原油、LNG とともに石油製品、石化製品の輸出は急増し、近隣諸国だけでなくアジアへも供給が増している。更に、カーボンニュートラルにおいても、欧州を凌駕する潜在能力を有しており、政権交代後の環境政策でどのような変化が生じ、日本のコンビナートにどのように影響を与えるか、引続き調査が必要である。

欧州では、この数年で気候変動対策の捉え方が変化し、カーボンニュートラル製品の供給が新たな国際競争力強化の手段となり、欧州メジャー各社は「事業ポートフォリオの組み換え」を始めている。

こうした海外石油コンビナートの戦略を受けて、国内コンビナートは短期、中長期の両面の戦略を描き、対応策を実行していく必要がある。

（2） 国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析

国内外の石油コンビナートについて、国際競争力を評価する指標を特定したうえで、具体的な評価方法を策定し比較分析を実施、今後の課題を抽出した。評価手法として AHP（階層化意思決定法）を利用、評価時点は 2020 年（現在）と 2024 年、評価対象は国内外の 25 の主要コンビナートとした。

RING 事業による取組みやその他の企業間連携・高度統合の結果として、日本のコンビナートは競争力を徐々に向上させてきている。しかしながら、アジアの競争力上位のコンビナートは、旺盛な設備投資によりトップレベルから更に競争力を向上させており、その差は拡大する方向にある。

日本のコンビナートは、トッパーの集約・統合運営によってトッパー能力を抑えながら、更に原料の多様化、石油・石化基礎製品の輸出能力大型化、共同輸出基地の構築等の課題にスピード感を持って取組むことが必須である。長期的には、地区を超えて地域において全体最適を目指すことで実質的な規模を拡大することが有効である。

（3） 石油・石化製品の需給バランスに関する分析調査

石油・石化製品の将来的な需給バランス変動に対する課題を定量的に分析検討するために、石油精製と石油化学とを連結する石精石化統合 LP モデルを用いて、2024 年の燃料油及び石油化学製品需要予測に基づく、全国及び地域別の需給試算を行い、その結果から課題を抽出した。

・原油処理を現状維持するためには TOP 能力 158 千 BD 相当が余剰となり、輸出追加が必要になる。価格面から重油は不足側のインバランスとなるが、軽油の需要減退傾向がガソリンと比較して遅いことや、LCO の軽油深度脱硫装置フィード比率向上の為に、特に軽油の余剰傾向が顕著な結果となった。
・ガソリン内需の減少に合せた原油処理にすると軽油を含む中間留分が不足するバランスになった。
・これらから、揮発油留分の石化シフト、HN～KERO スイング調整、軽油増産対策、輸出対応強化、VR 留分の高分解等の対応の必要性が確認された。

（４） 国内石油コンビナートの最適化に向けた連携強化に関する分析調査

令和元年度燃料安定供給対策に関する調査事業（２０５０年を見据えた石油コンビナートの強化・再生に関する分析調査）の結果をもとに、瀬戸内地域（堺・泉北、水島、周南、大分）を対象とし、当該地域の変革（より短期的には競争力強化、より中長期的には低炭素化）に向けた具体的な検討を定量的に行った。

短期的には、瀬戸内地域では 20%近い TOP 能力の余剰が発生し、特に揮発油の需要減少が激しく、FCC 装置および前処理の VHDS 装置の著しい稼働減が発生する見込みであることが分かった。更に、中間留分が大幅に不足することが判明したため、中間留分のバランス改善に効果が期待できる設備改造案を含む、3 件の詳細な検討を実施し、有効性・採算性を確認した。

また、瀬戸内地域はエネルギー供給構造高度化法の対応もあり、他地域に先立ちコンビナートの転換に向けた動きが始まっている。こうした動きと瀬戸内地域の各コンビナートの特徴を踏まえて、今後の脱炭素社会に向けての目指すべき姿を整理した。

RING 組合では、日本のコンビナートの目指す姿として、「地域内コンビナート全体最適化の推進」を提案し、活動を行ってきた。本調査結果は、この具体化を行うのに、大いに役立つものである。今後のグローバルな競争環境の激化や環境保全の高まりを受けて、石油コンビナートの持続的発展のための全体最適化の推進や再生に向けた取組みが急務と受け止め、引続き政策立案の一助となるよう調査・分析を実施していく。

目　次

Ⅰ　本調査の目的 1

Ⅱ　調査内容 3

１．　環境認識と調査体系 3

１．１.世界の一次エネルギーを取巻く事業環境認識 3

１．２.調査体系 15

２．　石油コンビナートの国際競争環境調査１－アジア圏主要工業団地の現状と今後の展開調査分析 19

２．１.調査の背景と目的、調査方法 19
２．１．１　調査の背景と目的 19
２．１．２　調査方法 20

２．２.アジア圏エネルギー事情と主要新興工業団地の概況 21
２．２．１　日本及びアジア圏諸国の一次エネルギー消費量 21
２．２．２　日本、アジア諸国の経済指標と石油製品構成比率 22
２．２．３　アジア圏主要新興工業団地の概況 24
２．２．４　インドリライアンス社ジャムナガール、ダヘジにおける大規模投資計画 25

２．３.中国における設備戦略状況 26
２．３．１　コロナ後の中国経済 26
２．３．２　全人代による「石油流通法」認可（2020 年６月 30 日）の内容 27
２．３．３　中央国有企業の 2020 年第 1 四半期の営業利益減少と対策 28
２．３．４　CPCIF による中国の主要石化製品生産見通し 31
２．３．５　民営 SP ケミカルズ及び国営 2 社によるエタンクラッカー稼働、新設計画 34
２．３．６　中国の大型石精設備投資新設による燃料油供給過剰と輸出急増の影響 35
２．３．７　韓国および中国燃料油の日本への流入増加 37

２．４.シンガポールにおける新たな経済発展と低炭素・循環型経済システム構築計画 39
２．４．１　シンガポール、ジュロン工業団地調査の背景と目的 39
２．４．２　経済、エネルギー事情（日本との比較） 39
２．４．３　シンガポールのエネルギー事情 42
２．４．４　国家戦略「Plug & Play」とジュロン・ブコム工業団地の状況 43
２．４．５　ブコム、ジュロン工業団地における各主要企業の現状と新たな展開 47
２．４．６　シンガポールのパリ協定批准と具体的な計画内容 55
２．４．７　シンガポール「ゼロ廃棄物マスタープラン」の進捗状況と今後の展開 67

２．５.アジア圏主要工業団地調査結果の要約と考察 72

３．　海外石油コンビナートの設備戦略調査２－米国シェール第２波影響と環境低負荷

. 74

３．１.調査の背景と目的、調査方法. 74
３．１．１　調査の背景と目的. 74
３．１．２　調査方法 74

３．２.米国のエネルギー事情、エネルギー輸入国から輸出国へ転換 74
３．２．１　日本と米国の一次エネルギー消費量比較. 74
３．２．２　経済指標と石油製品構成比率. 75
３．２．３　米国一次エネルギー生産と消費量の推移と予測. 76
３．２．４　米国のエネルギー輸出入推移と予測. 77

３．３.米国のシェールガス油サプライチェーンにおける最近の動向 79
３．３．１　シェールガス油開発の成立条件. 79
３．３．２　米国シェール田の分布と特徴. 82
３．３．３　最近の米国シェールオイル・ガスの開発状況. 83
３．３．４　米国シェールオイルの産地別生産量推移と予測. 89
３．３．５　米国天然ガスの産地別生産量推移と予測. 90
３．３．６　米国及び世界のシェール可採資源量と技術開発のインパクト. 93
３．３．７　原油及び天然ガスの輸送. 95
３．３．８　米国シェール事業（上・中・下流）のサプライチェーンと主要企業の動向. 99

３．４.中流の最大手エンタープライズ社の中長期戦略 102
３．４．１　エンタープライズ社調査の背景と目的. 102
３．４．２　EPD 社の概要 102
３．４．３　EPD 社のシェール関連製品の輸出状況と輸出能力増強計画 105
３．４．４　EPD 社のハイドロカーボン事業成長投資戦略とコロナ禍の影響 109
３．４．５　EPD 社の長期成長投資戦略調査の結果と考察 117

３．５.米国メジャーおよびシェール中流企業の中長期投資戦略 118
３．５．１　コロナ禍に直撃されたメジャーの財政立て直しと長期二面戦略. 118
３．５．２　EM ベイタウン広域工業団地の進化 120
３．５．３　シェール第２波、テキサス州からの原油輸出. 125
３．５．４　マーセラス田－マラソン製油所チェーン構築. 130
３．５．５　マラソン・ペトロリアム（MPC）バイオ製油所への転換の可能性. 131

３．６.米国シェール第２波の影響と原油処理の変化、アジア圏への輸出拡大. 132
３．６．１　コロナ禍のシェールガス油の生産量への影響と中期見通し. 132
３．６．２　原油処理の軽質化、シェール第２波の石油および石油化学への影響. 134
３．６．３　米国からの原油・石油製品の輸出量推移とアジア圏への輸出先拡大. 139
３．６．４　世界の天然ガス事情と米国シェールガス拡大に伴う設備投資計画. 143
３．６．５　米国シェール由来エタン、プロパンの世界・アジア圏への輸出拡大. 149
３．６．６　米国のエチレン誘導品を主とする需給バランスと輸出先別推移. 154
３．６．７　米国液化エチレンのアジア圏流入の限界価格試算と可能性検討. 159

３．７.米国 CO2 排出予測と低炭素・循環型、水素社会に向けた取り組み 165
３．７．１　米国の CO2 排出量減少とセクター別エネルギー消費推移..... 165
３．７．２　米国の天然ガス消費拡大による CO2 排出量減少推移と中長期予測..... 166
３．７．３　炭素税導入に対する検討例..... 168
３．７．４　再生可能エネルギー導入推進と石炭ボイラの天然ガス燃料転換..... 170
３．７．５　バイオエタノール、バイオディーゼル、バイオジェット燃料の普及..... 179
３．７．６　バイオ船舶燃料の生産、試験例..... 191
３．７．７　再生可能天然ガスの生産..... 192
３．７．８　廃プラリサイクルの動向..... 194
３．７．９　水素社会に向けた取り組み..... 199
３．７．１０CCUS の取り組み 205

３．８.米国シェール第２波、次世代対応調査結果の要約と考察 211
３．８．１　米国メジャー、シェール企業へのコロナ禍の悪影響..... 211
３．８．２　米国シェールの強靭さとアジア圏への輸出拡大..... 212
３．８．３　米国最大ミッドストリーム企業 EPD 社の順調な長期戦略..... 213
３．８．４　シェール第２波によるアジア圏への石油、石油化学製品の流入と対応策.. 213
３．８．５　低炭素、循環型社会に向けたコンビナートモデルの備え..... 214

４．　海外石油コンビナートの設備戦略調査３－欧州石油コンビナート設備戦略調査 215

４．１.2050 年パリ協定遵守に向けた分野別及び国別主要戦略..... 215
４．１．１　EU における、航空、海運他におけるバイオ燃料他次世代燃料化戦略 215
４．１．２　欧州水素バックボーン構想及びドイツ水素国家戦略..... 219
４．１．３　CCS 及びカーボンリサイクルの取り組み 228
４．１．４　欧州の次世代技術開発及びインフラ整備の資金..... 233
４．１．５　環境低負荷、循環型、低炭素カーボンリサイクル工業団地構築の課題.... 236

４．２.新型コロナ禍を踏まえた欧州メジャー及び主要企業の戦略 238
４．２．１　足元の主要メジャーの財政状況..... 238
４．２．２　欧州石油・石油化学メジャーの長期戦略の変化..... 239
４．２．３　新型コロナ禍後の経済復興と次世代の利益獲得のための新ビジネス創出.. 255
４．２．４　エネルギーシステム統合のための EU 及び各国の戦略..... 259
４．２．５　炭素税に係る諸制度と取り組み状況..... 265

４．３.次世代環境技術開発に係る事業の状況..... 268
４．３．１　既存製油所設備を活用した次世代型エネルギー基地への転換..... 268
４．３．２　異業種企業連携による事業戦略..... 270
４．３．３　CCSU コンソーシアムによる大規模実用化計画 272

４．４.日本のコンビナートの環境低負荷・低炭素構造転換に向けた提言 274

５．　国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析..... 277

５．１.競争力評価の目的 277

５．２.競争力評価の考え方 277
５．２．１　想定について..... 277
５．２．２　評価手法 278
５．２．３　評価手法の要件..... 278

５．３.評価結果 285

５．４.アジアとの競争力比較分析..... 288
５．４．１　アジアトップレベルとの比較..... 288
５．４．２　競争力強化の方向性と具体策..... 289

６．　次世代型コンビナート全体最適化に向けた最新技術調査 294

６．１.国際競争力強化、石化シフトに向けた最新のプロセス及び触媒技術 294

６．２.国内外の次世代低炭素・循環型、水素社会に向けた現状と課題 297

７．　全国及び地域別の石精石化統合モデルによる需給試算結果と検討 347

７．１.需給バランス試算用の石油精製 LP 及び石油化学バランスモデルの構成と改善. 347
７．１．１　全国石精 LP モデルと石化モデル作成の基本的考え方..... 347
７．１．２　全国及び地域別石精 LP モデル及び石化モデルの作成..... 348

７．２.全国石精 LP 及び石化モデル需給試算の手順、要生産量設定と試算結果..... 361
７．２．１　原油処理量設定の全国石精 LP モデルと石化バランスモデルの試算手順... 361
７．２．２　要生産量と生産量の定義、石油製品の要生産量の設定方法..... 362
７．２．３　2024 年度の全国石油製品の需要想定と要生産量の算出 363
７．２．４　全国石精 LP モデルによる 2024 年度の試算結果、輸出量の考察..... 369
７．２．５　全国石化バランスモデルによる 2024 年度試算結果..... 381

７．３.地域別石油精製 LP 及び石油化学バランス統合モデルの構成と需給試算結果... 388
７．３．１　3 地域別石精 LP 及び 3 地域別石化バランス統合モデルの構築 388
７．３．２　2024 年度関東地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察 393
７．３．３　2024 年度中部地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察 401
７．３．４　2024 年度瀬戸内地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察 408
７．３．５　2024 年度全国及び地域別試算結果考察（能力削減、追加輸出） 417
７．３．６　石化 3 地域バランスモデルの構築、同定及び 2024 年試算結果と考察..... 418

８．　次世代型コンビナート全体最適化スキームの具体策調査 423

８．１.全体最適化スキームの具体策調査方法..... 423

８．２.2030 年度需給バランスの簡易解析 423

８．３.2030 年度需給バランスの全国 LP モデルによる解析..... 429

８．４.2030 年度需給バランスの地域別 LP モデルによる解析..... 432

８．５.瀬戸内地域各地区コンビナートの課題・対策の抽出と概略 FS..... 445
８．６.瀬戸内地域各地区コンビナートの目指すべき絵姿 463
Ⅲ　本調査のまとめ 465
９．　令和２年度委託調査の要旨 465
９．１.海外石油コンビナートの設備戦略調査..... 465
９．２.国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析 467
９．３.石油・石化製品の需給バランスに関する分析調査 468
９．４.国内石油コンビナートの最適化に向けた連携強化に関する分析調査 469

Ⅰ　本調査の目的

近年、国内の石油需要は減少傾向にあり、製油所も縮小傾向にある一方、世界の石油需要は拡大が続く見通しで、最新の技術を採用した大型で高効率な製油所の新増設が続いている。これによって、石油・石化製品市場の国際競争は激しさを増しており、今後、石油・石化製品の輸出環境の悪化や輸入圧力の高まりが予想される。更に、長期的な観点では二酸化炭素削減に代表される世界的な環境保全活動の高まりにより、従来の延長線上にあるエネルギー需給構造や製造プロセスでは、石油コンビナートの持続的な発展が困難になることも懸念される。

このような国際情勢の中、長期的に石油・石化製品の安定供給を確保するためには、国内石油コンビナートの国際競争力を維持・強化しつつ、新たな視点で環境保全に対応した石油コンビ ナートに変革していくことは必須である。

本調査は、国内外における環境変化に対し、石油精製、石油化学、化学、鉄鋼、その他製造業が集積する石油コンビナートが、柔軟かつ持続的に変革して国際競争に対応していくための連携事業を創出・促進する政策立案に役立てることを目的とする。

本調査の具体的な内容については、以下のとおりである。

（１）海外石油コンビナートの設備戦略調査

世界では、米国に端を発したシェール革命により、ＮＧＬ（Natural Gas Liquids）を原料としたエタンクラッカーやＰＤＨ（Propane Dehydrogenation）などの新設プロジェクトが進行し、特に中東やアジア域内では大規模な石化シフト型製油所の展開も加速する中、世界のエネルギー/石化原料需給は大きなインパクトを受けている。一方、日本においては、産業や消費構造の転換等により石油製品の国内需要が急速に減少するとともに、安価な原料による石油・石化製品輸入の恐れや輸出環境の悪化が懸念されている。

更に近年、二酸化炭素に代表される温室効果ガス（ＧＨＧ）排出削減等の環境対策の重要性が増してきている。特に欧州においては、グリーンディールの下で「持続可能な欧州投資計画（Sustainable Europe Investment Plan)」が発表され、化石燃料から再生可能エネルギーへ転換する動きが加速している。日本においても、令和２年 10 月に国会において、「2050 年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが宣言された。あらゆる分野において変革が必要な中、石油コンビナートにおいても、持続的な発展のため、その役割を変えていく必要に迫られている。

こうした状況を踏まえ、輸出入において競合相手となるアジア・米国のコンビナート設備投資動向及び戦略等の調査に加え、長期的な観点から循環型社会に向けた各国コンビナートの取組や技術開発の状況を調査する。これらの調査をもとに、今後日本の市場に与える影響を分析するとともに、日本の石油コンビナートの取るべき対応策について検討する。

調査に当たっては、必要に応じて石油精製事業者及び石油化学事業者等へのヒアリング等を実施する。

（２）国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析

石油・石化製品市場における他国企業との今後の競合を見据え、資源エネルギー庁資源・

燃料部石油精製備蓄課（以下、「石油精製備蓄課」という。）が指定する国内の石油コンビナートと海外の主要石油コンビナート（２０ヶ所以上）を対象に、製品の製造能力や収益性などの指標（石油精製備蓄課より提示）を用いた競争力の比較分析・総合評価を行い、国内石油コンビナートの立ち位置と国際競争力強化に向けた課題を抽出・整理する。

（３）石油・石化製品の需給バランスに関する分析調査

国内石油コンビナート間の連携事案創出に向けた基礎資料として、日本の地域別の石油・石化製品等の需給バランスを調査する。

具体的には、石油精製備蓄課より別途指示する想定をもとに、全国及び地域別（関東・中部・瀬戸内）の石油・石化製品の需給バランス及び製油所の稼働率等の試算を行う。

これにより、今後国内で余剰又は不足が見込まれる製品を特定し、各地域での需給インバランスを定量的に把握するとともに、定量化したインバランスの解析によって、連携事案の創出に役立てる。

（４）国内石油コンビナートの最適化に向けた連携強化に関する分析調査

（１）～（３）の調査による情報を踏まえ、短中期的な観点から国内の各石油コンビナートにおける製油所間連携及び精製・石化連携などの潜在的な連携事案について調査する。また、令和元年度燃料安定供給対策に関する調査事業（２０５０年を見据えた石油コンビナートの強化・再生に関する分析調査）の結果をもとに、瀬戸内地域（堺・泉北、水島、周南、大分）を対象と し、当該地域の変革（より短期的には競争力強化、より中長期的には低炭素化）に向けた具体的な検討を定量的に行う。

調査に当たっては、必要に応じコンビナート地区に立地する石油精製事業者及び石油化学事業者等へのヒアリング等を実施し、考えられる連携候補事案について提案する。

Ⅱ　調査内容

１．環境認識と調査体系

新型コロナウイルス感染症により、世界は一世紀に一度あるかないかの危機事態に直面している。また、地球の気候変動によって、世界の各地で目に見える形で甚大な異常気象が年々増加しつつある。

2003 年の SARS、2015 年の MARS、そして 2020 年の新型コロナウイルスと続く未知のウイルスのパンデミックは、地球の温暖化にともなって、その周期を縮めて発生する可能性があると危惧されている。

新型コロナ危機による世界経済のダメージは甚大で、中国依存型経済を引っ張ってきた外資企業はサプライチェーンの見直しに動き始めた。しかし、中国はいち早く、コロナ収束と経済のＶ字回復を世界にむけて発信した。したがって、石油精製及び石油化学においても大規模設備投資の陰りはなく、石油・石油化学製品の供給余剰は加速し、アジア輸出市場の混乱が危惧されつつある。

一方、パリ協定遵守に向けて、欧州における産業界への GHG 排出阻止気運は益々激しくなり、循環型社会、CO2 削減、カーボンリサイクル技術開発も商業化投資に向けて活発になっている。特に、コンビナートにおける再生可能及び水素エネルギーの導入と活用が加速しており、新ビジネスとしての CO2 フリー製品群の供給力は、新たな国際競争力として創出されつつある。

このような事業環境激変の中、日本の石油・石油化学製品の内需は持続的な減退の見通しにある。石油コンビナートは、新たな国際競争力に備え、永続的にエネルギー・素材の安定供給基地として中核的な役割を全うし続けなければならない。

更に、新型コロナ感染後の経験したことのない国際市場対応と従来にない中長期事業戦略を必要とする難しいかじ取りを余儀なくされる。従来型の競争力強化の延長では、淘汰されるリスクを内在している。

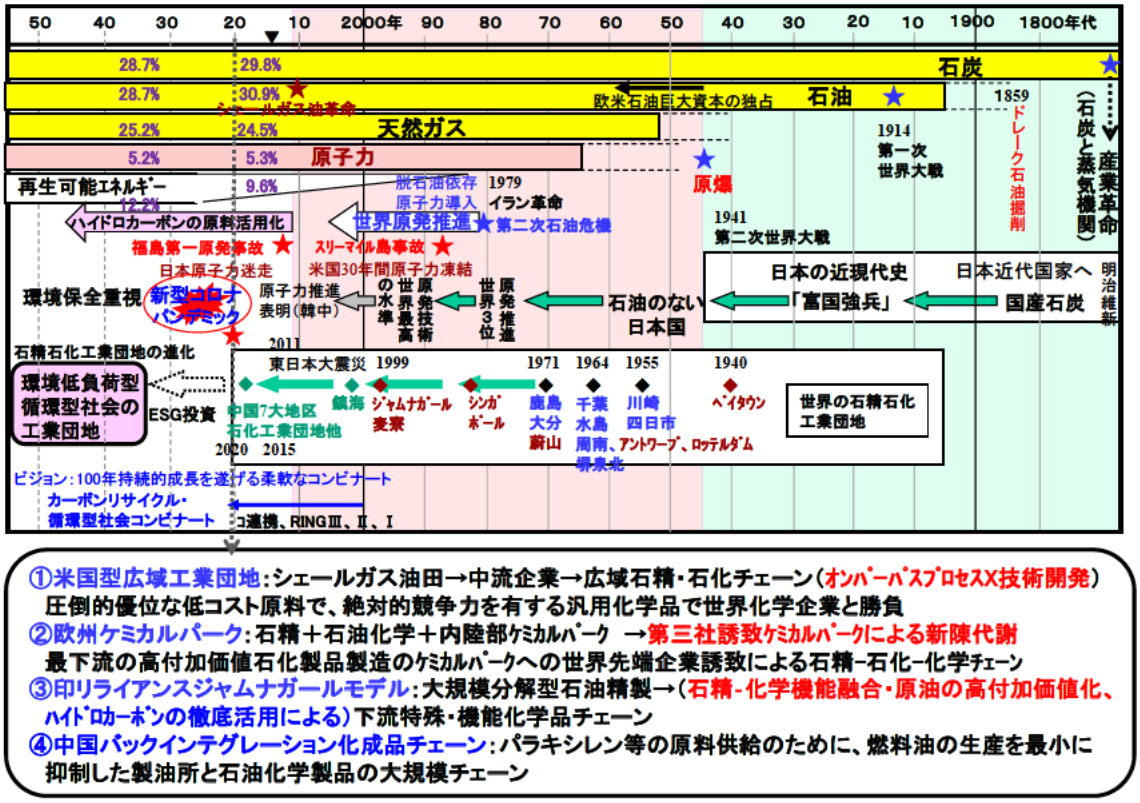
以下に、ポスト新型コロナウイルス感染危機と 2050 年を見据えた石油コンビナートの長期事業環境を調査し、コンビナートの変革（より短期的には競争力強化、より中長期的には低炭素化）に向けた具体的な方策を検討する。

１．１ 世界の一次エネルギーを取巻く事業環境認識

（１） エネルギーの変遷と世界の石精石化コンビナートの進化

石油をはじめ、石炭、天然ガス、素材を供給するために世界の石精石化コンビナートは、図表 1.1.1 に示すとおり、エネルギー変遷の歴史と共に歩んできた。

図 1.1.1　世界石精石化工業団地発展の歴史と次世代への構造進化



（出所）2016 年度 RING 調査報告書を改定、2020 年 7 月

現在、米国のシェールガス田・中流企業を含む広域コンビナート型、欧州のケミカルパーク型、インドのリライアンスを始めとする大規模新興コンビナート型などがある。

（2）　世界一次エネルギー需給の推移と予測、天然ガスの拡大

①「BP Energy Outlook 2020」予測の前提と特徴

2020 年から、BP のエネルギーアウトルックは 3 つのシナリオを導入した。また、2019 年までは、2040 年までの予測であったが、今年は、シナリオを設け 2050 年までを予測している。

各シナリオは予想ではなく、エネルギートランジションにおける判断や仮定の結果を幅広く探るものである。また、現時点で不明の技術は考慮せず、新型コロナの影響は加味する。

・図表 1.1.2 に各シナリオの特徴と効果、世界の CO2 排出量を示す。

－Rapid は、炭素価格が大幅に上昇するシナリオである。

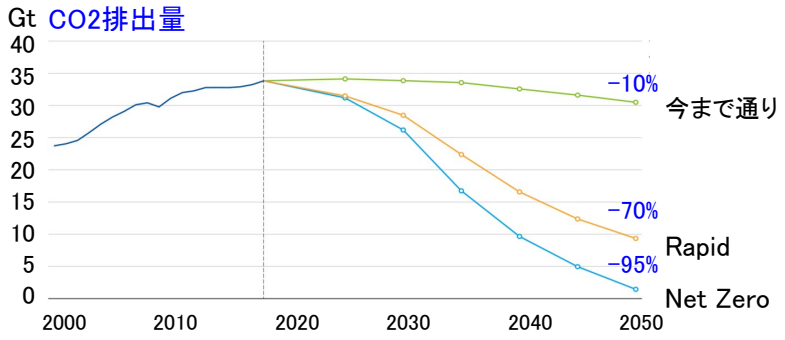
－Net Zero は、Rapid に社会的行動の変容を加えたシナリオである。

－「今まで通り」は、最近の取組みを将来に延長したものである。

図表 1.1.2　各シナリオの特徴と効果、世界の CO2 排出量

シナリオ	特徴	CO2 削減率*	地球の平均気温	一次エネ増加 2018 vs 2050
Rapid	炭素価格の大幅な上昇	70%	2100年までに2℃以下の上昇	10%
Net Zero	Rapidに加え社会的行動の変容	95%	2050年までに1.5℃以下の上昇	10%
今まで通り	最近の延長	10%		25%

＊ 2018 年に対する 2050 年の CO2 削減率



（出所）BP Energy Outlook 2020 edition

②世界の一次エネルギーミックス

図表 1.1.3 に世界エネルギーミックス予測 Rapid シナリオを示す。

2018 年における全エネルギー消費の内訳は、石油 33.2%、石炭 27.6%、天然ガス 24.1%、水力・原子力 10.7%、再生可能エネルギー4.5%である。

石油、石炭は 2018 年頃から一貫して減少を続け、2050 年にはそれぞれ 14.3%と 3.9%まで減少する。

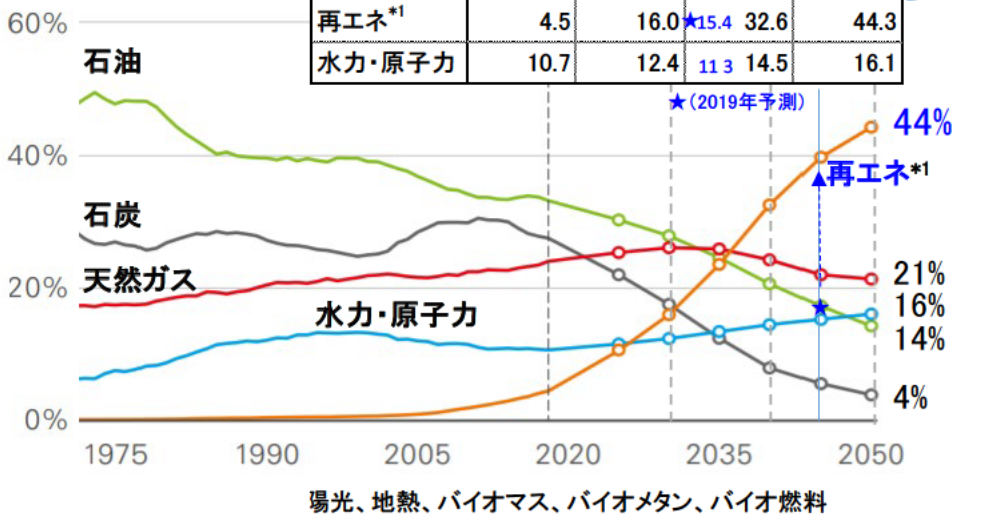
2035 年に一時的にトップになった天然ガスも減少し始め 2050 年には 21.4%になる。

そのため化石燃料全体としては、2030 年を過ぎると大きく減少し続け 2050 年には 40%まで低下してしまう。

一方、再生可能エネルギー（風力、太陽電池、地熱、バイオマス、バイオメタン、バイオ燃料）は 2020 年頃から 2050 年にかけて大きく上昇し 2050 年で 44%まで到達し化石燃料を超える。

図表 1.1.3　世界のエネルギーミックス予測　Rapid シナリオ

	2018 実績	2030	2040	2050
石油	33.2	27.9	27.2 20.7	14.3
天然ガス	24.1	26.1	25 3 24.3	21.4
石炭	27.6	17.6	20.3 8.0	3.9
再エネ*1	4.5	16.0	★15.4 32.6	44.3
水力・原子力	10.7	12.4	11 3 14.5	16.1



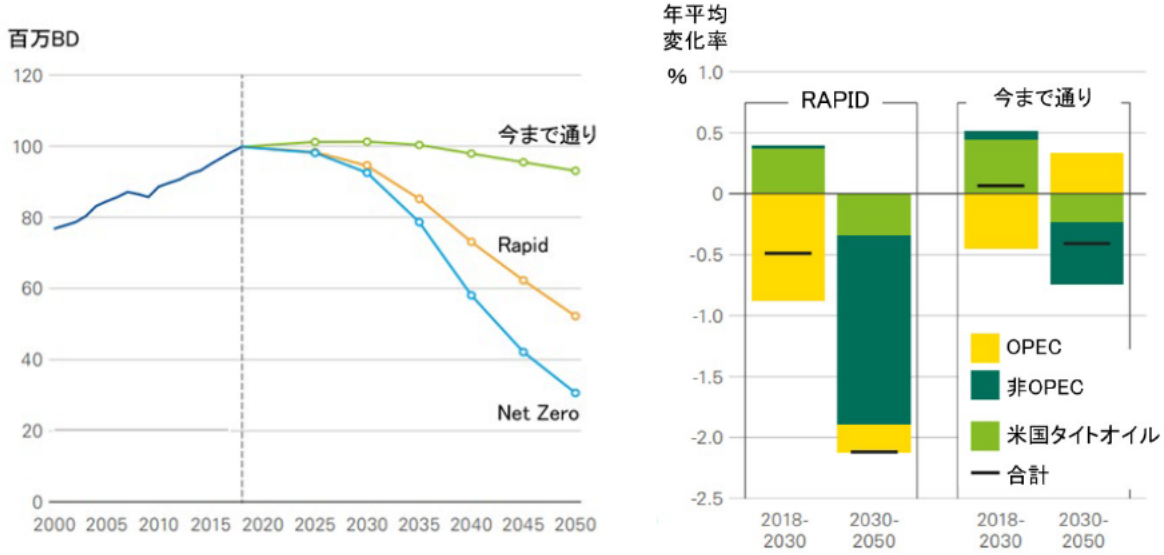
（出所）BP Energy Outlook 2020 edition を RING 編集

③世界の石油需要量予測及び石油供給量の変化率

Rapid、Net Zero シナリオでは新型コロナの影響で減少した需要を回復できず、世界の石油需要は 2019 年がピークになる。Rapid シナリオでは 2050 年に 52 百万 BD（2018 年の 52%）まで減少する。

Rapid シナリオでは供給量も大幅に減少する。2030 年～2050 年までに供給減少量の 76%を非 OPEC（米国タイトオイル除く）が占める。

図表 1.1.4　世界の石油需要量予測と石油供給量の変化率



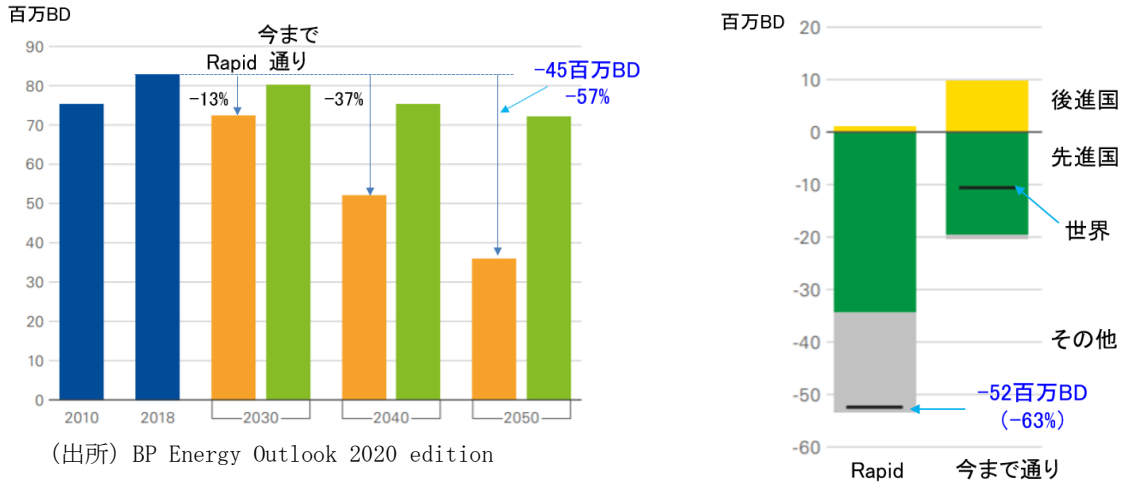
④世界の原油処理量と精製能力減少

・Rapid シナリオにおいて、原油処理量は 2018 年に比べ 2050 年に 45 百万 BD（-57%）減少する。

・世界の石油精製能力は、Rapid シナリオ、2018 年対比で 2050 年に 52 百万 BD（63%）減少する。先進国、特に欧州、OECD アジア、北米において減少が顕著である。国内需要の減少によって競争が激しくなり、国外では他国の輸出との厳しい競争に晒される。

・その中で、精製能力が落ちない国は、国内の石油需要がある、原料に優位性がある、分解能力が高い、石化とインテグしている等の特徴を持つ。

図表 1.1.5　世界の原油処理量と精製能力の変化（2018 年対 2050 年）

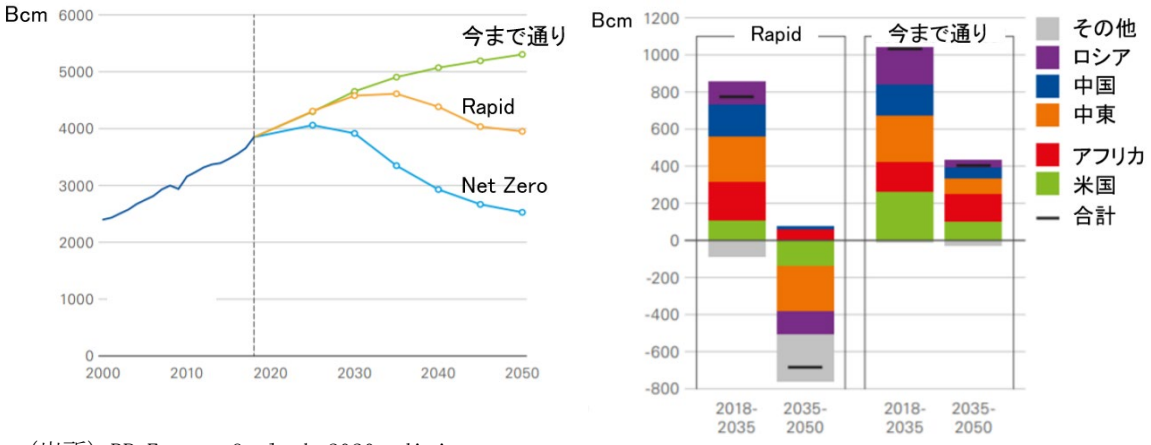


（出所）BP Energy Outlook 2020 edition

⑤世界の天然ガス需要と生産量増加量

・図表 1.1.6 に、世界の天然ガス消費量と増加量を掲げる。
Rapid シナリオでは、最初の 15 年は発展途上のアジア（中国、インド他）が石炭から低炭素燃料にシフトする。次の 15 年は発展途上国が停滞し、先進国の消費が減少するため 2030 年代から全体が減少し 4,000Bcm 程度に戻る。

図表 1.1.6　世界の天然ガス消費量と天然ガス生産増加量



（出所）BP Energy Outlook 2020 edition

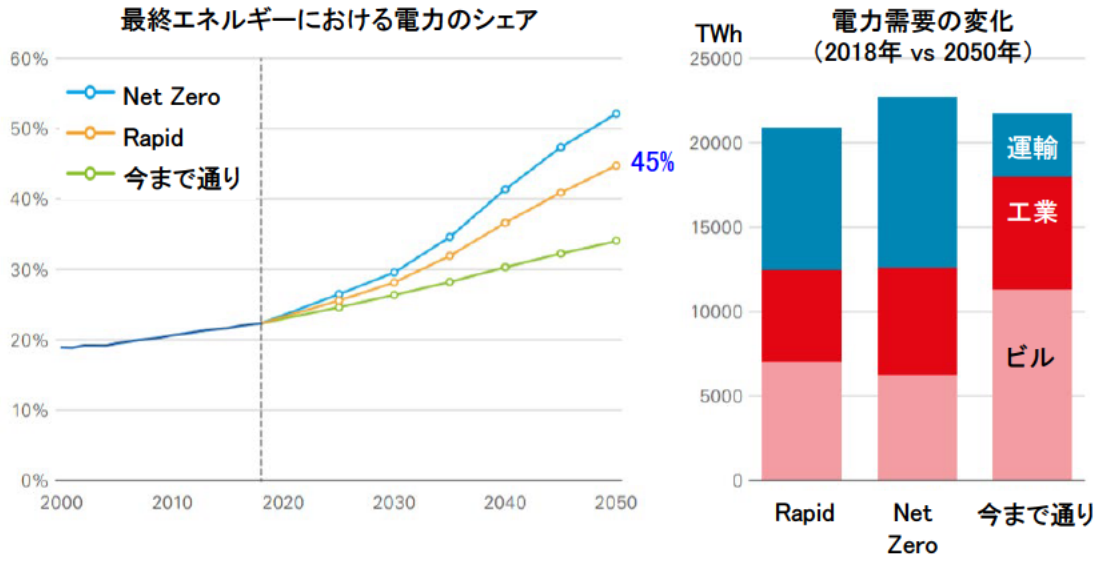
⑥世界の最終エネルギーにおける電力のシェアと電力需要の変化

電力需要は大幅に成長する。

・Rapid シナリオでは、最終エネルギーにおける電力のシェアは、2018 年の 20%から 2050 年に 45%まで増加する。地域的には、発展途上国のアジア（中国、インド等）とアフリカで、生活水準が上がり電力消費が急増する。

・電力需要の変化（2018 年対 2050 年）では、ビル、工業の電力需要が抑えられ、運輸の電力需要が増加する。運輸においては道路交通における電気自動車の普及の影響が大きい。

図表 1.1.7　世界の最終エネルギーにおける電力のシェアと電力需要の変化



（出所）BP Energy Outlook 2020 edition

⑦世界の発電セクターにおける再生エネルギー量とコスト

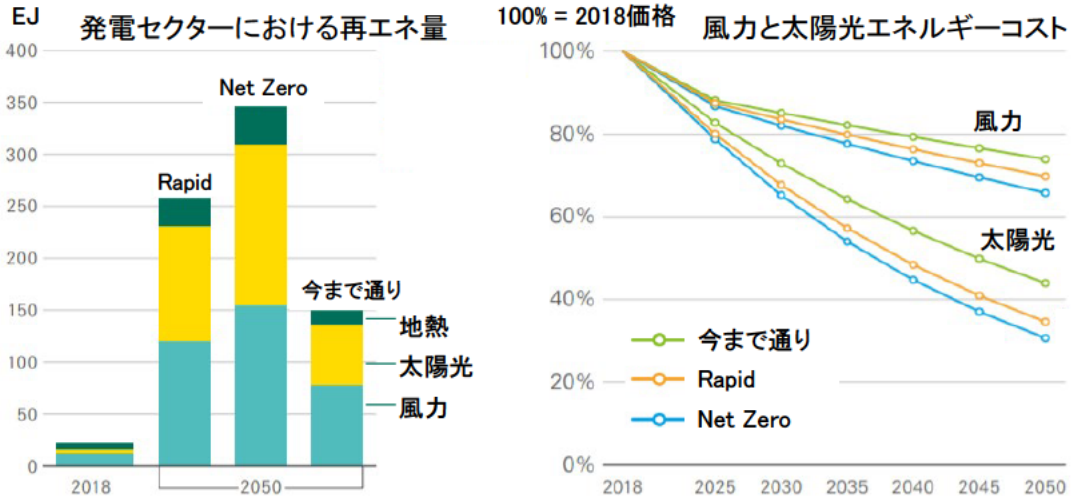
・再生可能エネルギーによる発電量は設備の製造コストの低減と低炭素への政策・インセンティブによって急成長する。

Rapid シナリオでは、発電量が 2050 年に 250EJ になり、1 次エネルギー成長率の 5 倍の速度で伸びる。

・風力と太陽光エネルギーコストは、Rapid シナリオにおいて、コストは学習曲線によって 30 年間にそれぞれ 30%と 60%減少する。

2018 年には風力が太陽光の発電量より大きかったが、2050 年にはほぼ同じであることは、太陽光の伸びが大きいことを意味する。それは太陽光のエネルギーコストが大幅に下がることに起因する。

図表 1.1.8　世界の発電セクターにおける再生エネ量と風力、太陽光コスト推移

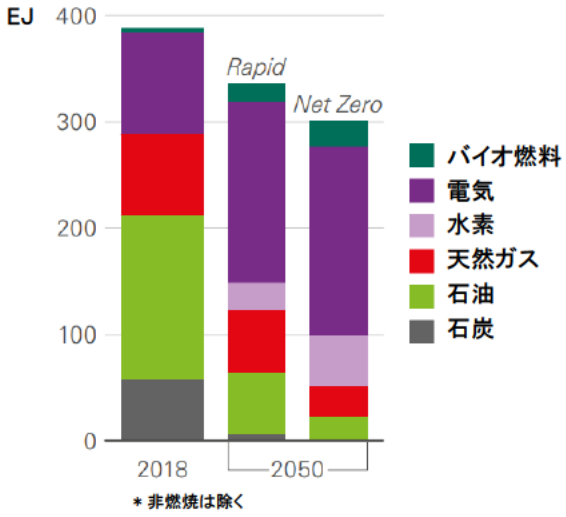


⑧世界の最終エネルギー消費量

低炭素へのトランジションによって世界のエネルギーシステムが再構築される。

2050 年の化石燃料は 2018 年の半分になり、代わりに 50%は電気の形をした低炭素エネルギーに、残りは各 7%の水素とバイオ燃料が利用される。

図表 1.1.9　世界の最終エネルギー消費量*



（出所）BP Energy Outlook 2020 edition

（3）　「ウィズコロナ時代」のコンビナートへの影響

①新型コロナ感染拡大によるエネルギー・化学産業へのインプリケーション

・自動車産業及び、それよりもはるかに部品の多い下請けを擁する航空産業の低迷による関連産業は、石油化学素材を含み従来通りの右肩上がりの成長を追求できなくなる。

また、石油をはじめ、化石エネルギー産業も従来通りの成長は見込めなくなる。

・新型コロナ騒動後、世界経済システムは元には戻らないだけでなく、今後も世界は、気候

変動による自然災害だけでなく、今回のような新たな感染症勃発の危険性をはらみ続ける。その為、危機管理、働き方改革、社会保障や行政のデジタル化などのニーズから、企業、政府、消費者レベルでDX投資が活性化される。

・また、大規模大量生産優位かつ徹底効率化追求の従来資本主義経済は形を変えて、多様なニーズに対応しつ、リスクに対し強靭で、フレキシブルに生産設備を変容できる生産方式が求められる。

・したがって、世界各国が国依存型のアウトソーシングによる「持たざる経営」から脱却し、新型コロナのようなリスクにも対応できる新たな国際分業を模索することも必要になる。例えば、トヨタの看板方式にみられるようない一切の在庫を持たない製造方式の考えかから、コスト負担があっても部品在庫を持つ、備蓄在庫を持つ、アウトソーシング先を多様に持つ、海外製油所を有す等の多様な供給手段を備えておかなければならない。

②カーボンリサイクルコンビナート構築、競争しなくてもいい製品製生産構造へのシフト

素材にしても、エネルギーにしても従来の路線上にはない競争しなくてもいい（≒競争できない差別化された製品、品質）の製品を少量多品種の製品をフレキシブルに、効率的に供給できる製造国家に変容しなければならない。

また、適切な時期を見据えて、変化のたびに次世代カーボリサイクルコンビナートへ徐々に変容していかなければならない。

③サステナブル発展を支える新技術の防衛

省エネ、差別化商品生産、カーボンリサイクル、水素社会、循環型社社会構築等を達成するための一連の要素技術開発においては、日本はフロントランナーにある。

長期的な国際競争力のために、長年かけて開発してきた次世代技術の防衛は、益々重要になってくる。

④コンビナート連携による地球環境、自然災害、感染に強靭でフレキシブルな生産構造

日本の石油コンビナートは、国家安全保障において、国家エネルギー・素材の安定供給使命を全うし続けなければならない。

その為には、地球環境にフレキシブルに対応し、多品種の高機能、特殊な高付加価値製品を世界に供給する工場へとパラダイムシフトする必要がある。

このようなパラダイムシフトは、一産業、一企業だけでなしえることではない。企業連携、産業連携が不可欠である。日本は優位に展開できる基盤がそろっている。

⑤マザー工場拠点強化による国内生産重視、中国バックアップサプライチェーン

当面は、中国に依存しつつも、戦略物資の内製化、国内回帰を早めて、「中国依存」から離れつつ、世界の生産拠点を増やすべきである。しかも、差別化商品群の生産技術は、国内のコンビナート内「マザー工場」で、連携による効率生産を推進していくところに将来の発展がある。

⑥コンビナートビッグデータ連携、IT、AI等の活用

・プラント産業における人手不足、熟練オペレーター及び技術者の知識伝承による、安全

環境運転、保全は益々、競争力の重要な要素になる。
元来、日本で DX（デジタルトランスフォーメーション）が進まない理由は「部門間のデータ連携」がないからと言われてきたが、「ウィズコロナ時代」では、コンビナートにおいてもビッグデータを積極的に活用できるような環境にしなければ、サバイバルできなくなる。
コンビナートにおける高度なデジタル技術、自動化技術開発等による DX の活用は、『2025年の崖』を突破する必須要件である。

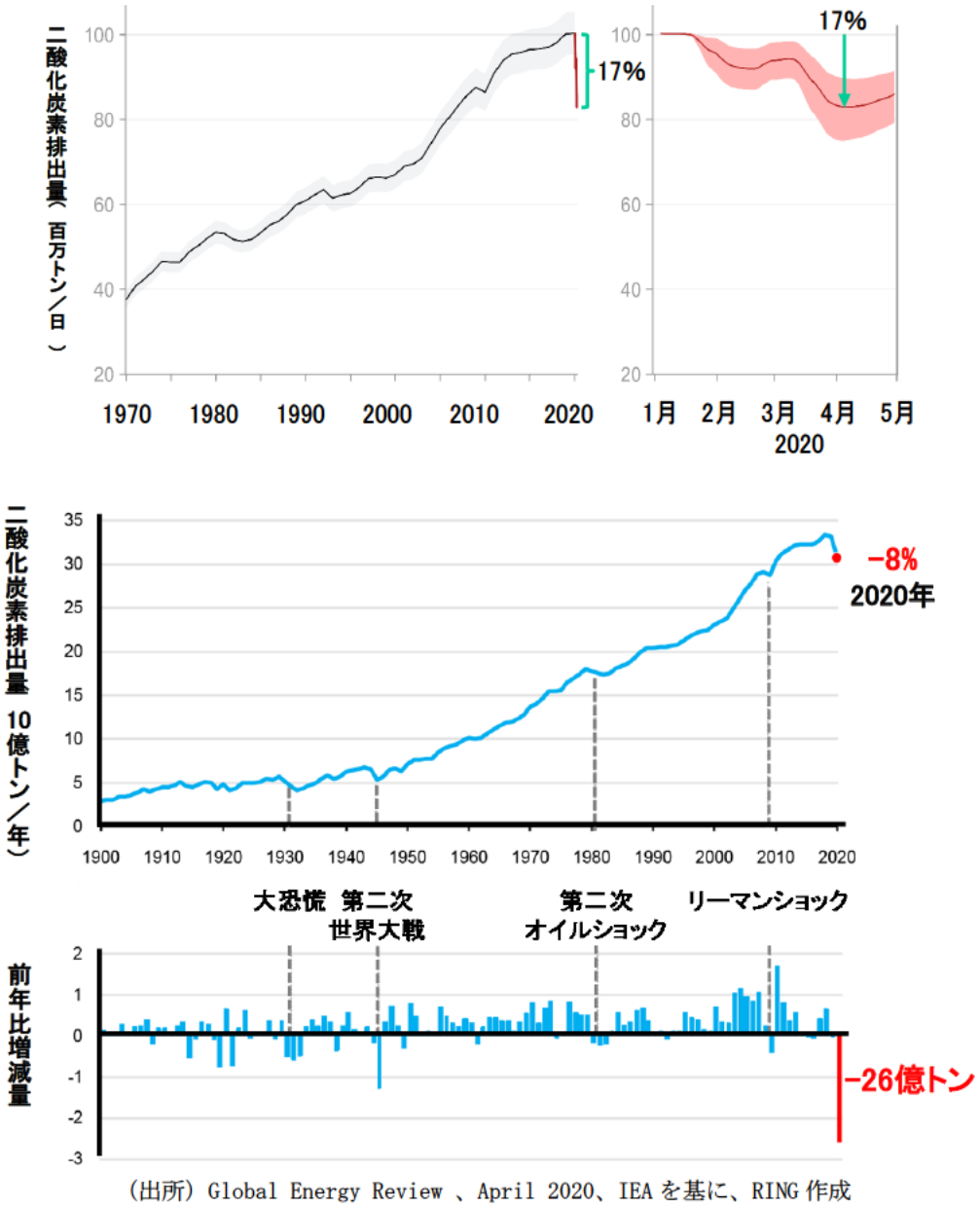
・コンビナート企業間の壁を乗越え、ビッグデータ活用により、省エネのみならず、次世代カーボンリサイクルコンビナート運営の要になる。

（4） 各国の CO2 排出量推移

①世界の CO2 排出量の急減

・2020 年 1 月から 4 月までの間では、前年同日比で平均 8.6%減少した。
・2020 年の CO2 排出量は、コロナ復帰後で、▲26 億トン減少するとされているが、日本の年間 CO2 排出量の約 2 倍もの量が減少するとしている。
・2020 年の CO2 排出量の予測
世界の一日当たりの化石燃料由来 CO2 排出量は、20020 年 4 月 7 日には前年同日比で過去最大となる 17%減少した（図表 1.1.10 参照）。

図表 1.1.10　新型コロナ感染拡大による世界の CO2 排出量推移と 2020 年予測



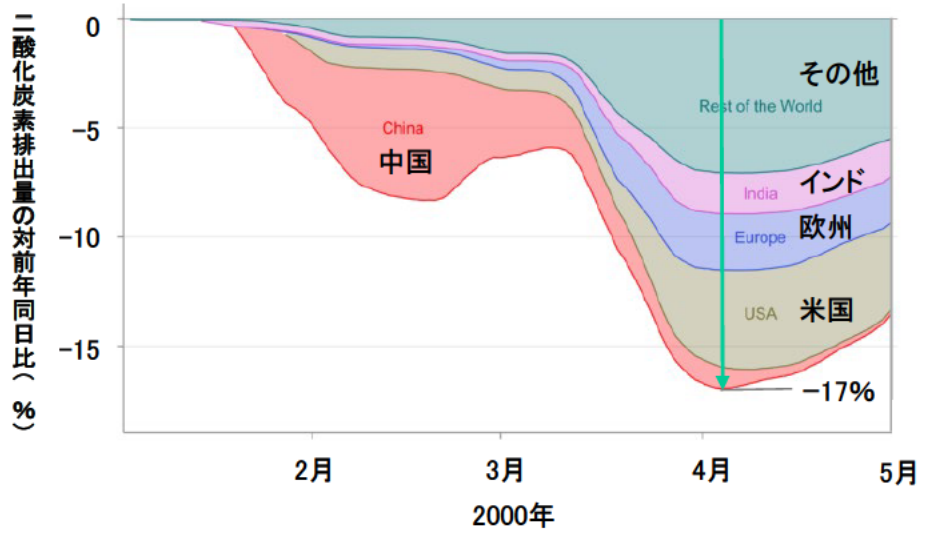
（出所）Global Energy Review 、April 2020、IEA を基に、RING 作成

②コロナ直後の国別 CO2 排出量

・2020 年に最も CO2 排出量が減少したのは、工場とコミュニティを世界で最初に、都市封鎖（ロック・ダウン）した中国である。その後、米国、欧州、インドが続いた。

・一日当たりの減少が 17%と最も大きかった 4 月 7 日は、中国、米国、インド及びその他排出量の多い主要国が全て高レベルのロックダウンを同時に行っていたことに起因する（図表 1.1.11 参照）。

図表 1.1.11　新型コロナ感染拡大による国別の前年同日比 CO2 排出量 1 月－4 月



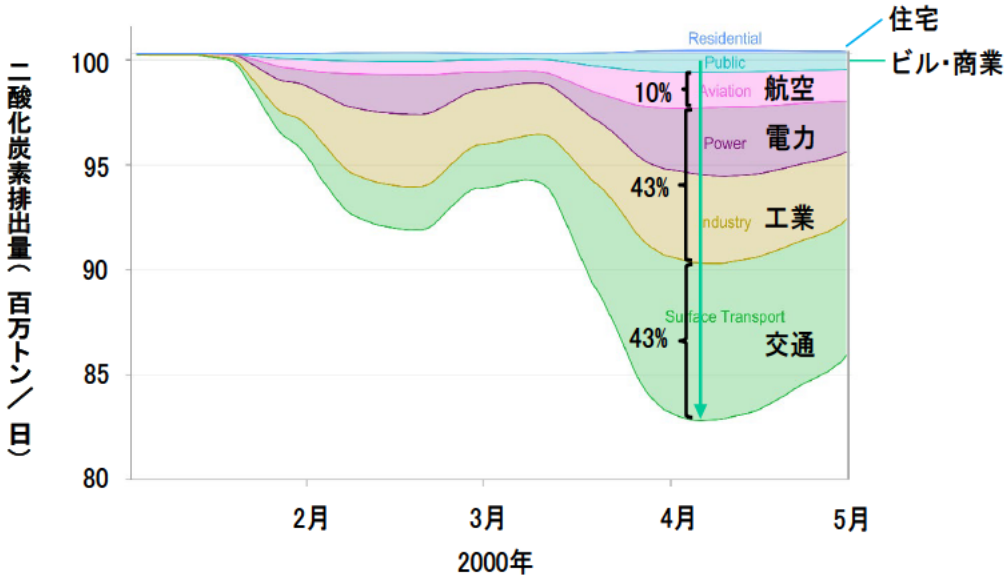
（出所）Global Energy Review 2020、April 2020、IEA

・分野別の CO2 減少量の内訳

自動車などの交通からの排出減少量は、高レベルのロックダウンを行った 4 月 7 日の減少量の内 43%を占めた。工業と電力の合計減少量は全体の内 43%を占めた。

ロックダウンのインパクトを最も受けた航空は 10%だけであった。住宅は外出禁止のために若干の減少にとどまった（図表 1.1.12 参照）。

図表 1.1.12　新型コロナ感染拡大による分野別の CO2 排出量 1 月－4 月



・パリ協定実現の懸念

国連環境プログラムによると、温暖化を 1.5℃に抑えるためには 2030 年まで温暖化ガスを毎年 7.6%削減しなければならない。

今回の分析によると温暖化を効率的に防ぐためには強制的な行動変化だけでは足りない。ロックダウンは、エネルギーの使用や CO2 において大きな変化をもたらしたが、経済、交通、エネルギーシステムの構造的変化を起こさず、一時的と思われる。

今回の排出量の減少は、大きかったが、パリ協定実現の困難さが浮彫りになった。
強制的な行動変化による一時的な削減ではなく、グリーンエネルギー等の活用が必要である。

・構造的変化をもたらす政策

－ソーシャル・ディスタンスを保持できる徒歩や自転車などの能動的な移動手段を支援する。

－都市計画と新しいシェアードモビリティ

－クリーンエネルギーを利用した電気自動車

－在宅勤務

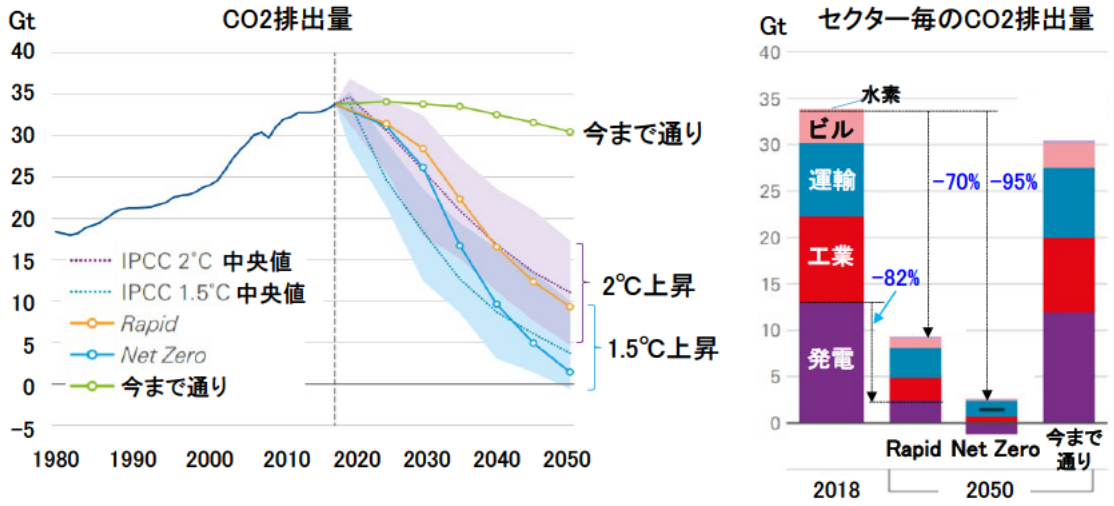
－地方周辺の観光促進とビデオ会議による航空機利用の削減

③世界のセクター別 CO2 排出量

・図表 1.1.13 に、世界全体とセクター別の CO2 排出量を掲げる。Rapid シナリオは、CO2 排出量が 2050 年において 70%減少し、2019 年 IPCC（気候変動に関する政府間パネル）2℃シナリオの中央値に近い。
Net Zero は CO2 排出量が 2050 年において 95%減少し、IPCC の 1.5℃シナリオに近い。

・セクター毎の CO2 排出量において Rapid シナリオでは、運輸の CO2 排出量が最も大きい。発電セクターは低炭素化によって 82%も CO2 を下げている。

図表 1.1.13 世界およびセクター別の CO2 排出量



（出所）BP Energy Outlook 2020 edition

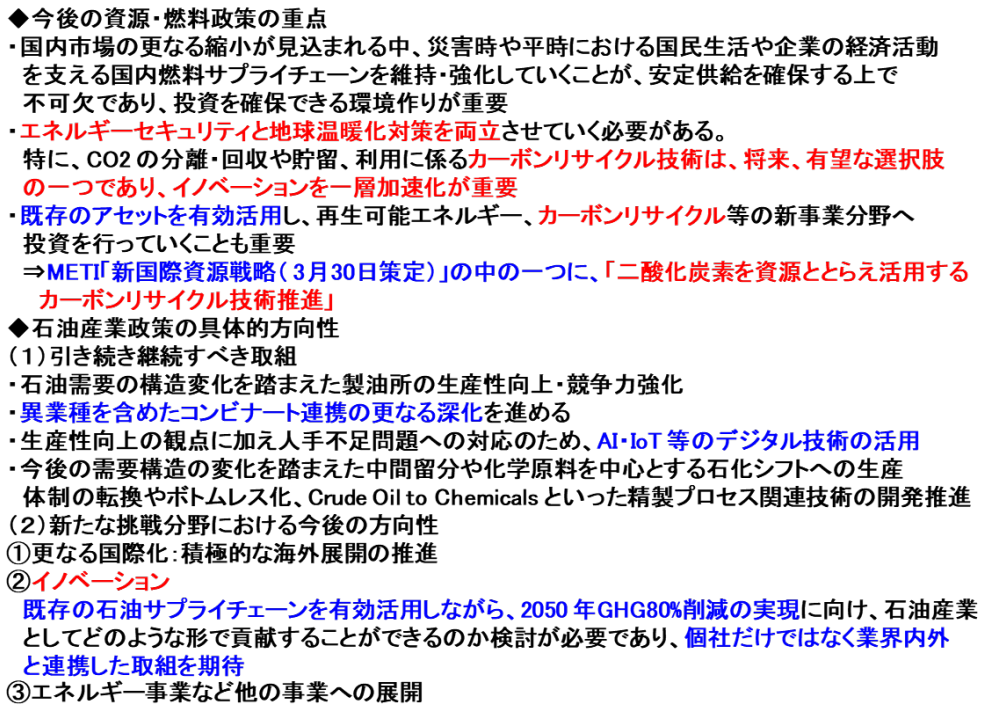
（５） 日本の資源・燃料に関する戦略

経済産業省資源エネルギー庁は、石油や LNG などの調達先多角化に向けた資源外交強化、石油備蓄制度の充実、二酸化炭素を資源ととらえ活用することで温室効果ガス削減に貢献するカーボンリサイクル技術の確立を柱とする新国際資源戦略案を公表した。

・今後の資源・燃料政策の重点として、「国内市場の更なる縮小が見込まれる中、災害時や平時における国民生活や企業の経済活動を支える国内燃料サプライチェーンを維持・強化していくことが安定供給を確保する上で不可欠」、「エネルギーセキュリティと地球温

暖化対策を両立」推進が掲げられて、「CO2 の分離・回収や貯留、利用に係るカーボンリサイクル技術は、将来、有望な選択肢の一つであり、イノベーションを一層加速化が重要」としている。図表 1.1.14 にその要旨を示す。

図表 1.1.14　総合エネルギー調査会資源・燃料部分科会の報告書要旨



１．２ 調査体系

以下に委託調査項目と本調査報告書の体系について記す。

（１） 海外石油コンビナートの設備戦略調査（第２章～第４章）

短中期の競争力強化だけに偏ることなく、来るべく国際間のカーボンクレジット制度設立に備え、長期的ビジョンのもとに、循環型社会、CO2 削減、カーボンリサイクル型で、かつ国際競争力を有すサステナブルな次世代コンビナートの構築を目指す。そのために、ますます厳しくなりつつある事業環境と後戻りしない世界的な循環型社会、CO2 削減に向けた取組み及び技術開発状況を正確に把握する。

そして、短中期具体的解決策とカーボンリサイクルコンビナート構築を同時並行的に検討する。

・短中期戦略調査

－石精の石化シフトを加速するための実態調査

内外の事業環境変化を調査する。特に、新型コロナショックで浮上した、中国経済減速、原油急落の持続見通し、中国輸出依存国韓国の日本への逆流入増加、中国製造依存ショックのバックアップに向けたベトナムへの投資増大などによるアジア圏輸出競争構造の変化等を把握整理する。昨年末操業開始した大連恒力コンビナート稼働実績調査も踏まえ

て、パラキシレンの世界需給動向を追跡調査する。
また、足元の新型コロナ感染による経済失速の懸念を抱えながらも、中東産油国諸国を含むアジア圏新興国の石化シフトの投資も把握整理する。
－また、新型コロナショックによる米国シェールガス革命第 2 波関連設備モジュール製造の遅延による工期の大幅な遅れ動向、原油急落によるシェール関連投資の鈍化を調査し、中期的なアジア・米国のコンビナート設備投資動向も把握整理する。
－米国シェール第 2 波の進捗等とアジア圏へのインパクト調査
足元は、原油が急落して、シェールの動向がますます不明になりつつあり、かつ、中国の工場稼働率が極端にダウンして、モジュールの納期が延期で、工期が長くなっている。また、シェール関連投資筆頭の EM はパーミアンシェール鉱区の掘削リグ数を削減すると明らかにした。また、今年の設備投資の規模縮小も計画している。
シェール第 1 波と比較して、2 波のインパクトを検討し、日本の対応を検討する。
－シンガポール等の新たな設備投資及び環境保全両立の投資動向を把握検討
日本は石油内需減退、EV 化、プラスチック海洋汚染問題、包装材使用禁止の可能性等で、石油及び素材の安定供給の使命を全うするためのコンビナートの存続が危ぶまれている。そのために、石油精製の「輸出体制強化・輸入阻止策」と同じく「石化シフト」は喫緊の課題である。石油化学の存続なくして、石精石化の融合も期待できない。
このような中、アジア新興コンビナートは、基礎化成品生産規模の拡大だけでなく、先進国と同じく、高付加価値石化製品へのシフトとその生産チェーン内製化の設備投資方向にある。
したがって、近年、アジア圏の需給バランス変動はシンガポールの市況に敏感に反映されるようになっており、リアルタイムの収益確保へのシステム化も進化している。
今後、アジア圏新興コンビナートは、日欧米先進国の高付加価値生産構造及び、「品質・機能」同等にレベルアップしつつある。

・長期戦略調査
欧州を先陣として、先進国はカーボンフリーのコンビナートへのパラダイムシフトを目指している。シンガポールも経済発展企画が手詰まり気味の中、ジュロン島コンビナートに、EDB 主導によるカーボンリサイクル技術の導入を手掛け始めている。
そこで、循環型社会、CO2 削減、カーボンリサイクル型で国際競争力を備えたサステナブル次世代コンビナートの構築に向けた世界の取組み、技術開発状況を調査して、日本の「カーボンリサイクルコンビナート構築「(以降 CRK 構築と略す)」に役立てる。
－内外の最先端のカーボンリサイクル関連技術開発状況を総括把握・整理
先ず、カーボンリサイクルコンビナート構築に係る、内外の全ての開発途上の最先端技術を総括調査する。そして、日本の「CRK 構築」に適合する最先端技術を抽出し、各地区の特徴、転用可能設備調査を踏まえて「各地区 CRK スキーム策定」に役立てる。
－コンビナートにおける CO2 回収技術開発導入調査・検討
海外 CO2 回収技術と日本を比較整理する。特に、欧州コンビナートにおける CO2 回収装置技術開発とカーボンリサイクルシステムを重点調査・分析し、日本のコンビナートにおける CO2 回収に必要な低温排熱の収集と利用の優位性を確かめる。
また、欧州における CCS および CCSU の国をまたがった取組み等も調査に組込み、輸入を

含めた「CRK 構築」活用への可能性も検討する。

－欧州コンビナートにおけるカーボンフリー水素製造技術の実用化調査・検討

欧州の風力を主とする再生エネルギーによる電気分解によるカーボンフリー水素製造技術、及び二酸化炭素を原料とするドライリフォーミング等のコンビナートにおける水素事業の新たな取組みを調査整理し、「CRK 構築」へ応用する。

グリーン水素だけでなく、CCS 直結のグリーン水素等カーボンフリー水素のコンビナートへの取組みも調査検討する。

更に、日本が先導する褐炭由来水素の国内コンビナートへの活用等も調査検討する。

－欧州コンビナートにおけるカーボンリサイクル装置群導入開発状況調査・検討

カーボンフリー水素及び、二酸化炭素を直接原料とするカーボンリサイクル装置群のコンビナートへの導入状況を調査し、「CRK 構築」の参考とする。

メタネーション、基幹物質である合成ガスの活用、C1 化学展開への基幹物質であるメタノールの直接合成、パラキシレンの直接合成、e-fuel（ジェット燃料、ディーゼル、ガソリン）等の製造装置技術開発とコンビナート導入への取組み状況を重点調査する。

－欧州コンビナートにおけるカーボンリサイクルシステム化調査・検討

欧州コンビナートにおける「カーボンフリーコンビナート」の形態とそのシステム化有無の動きを調査検討し、日本の各地区コンビナートの「CRK 構築」に役立てる。

－シンガポール・ジュロン島コンビナートにおけるカーボンリサイクルへの取組み

可能な範囲で、EDB 企画による全体像を把握し、日本の「CRK 構築」との比較を行うことで、各地区における先端技術選択に役立てる。

（２） 国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析（第５章）

昨年末稼働開始した大連恒力コンビナート稼働実績調査を踏まえて、新たに追加した世界ベンチマークのコンビナートとして AHP 分析を改定し、次世代型コンビナート全体最適化スキーム構築の手立てとする。

（３） 石油･石化製品の需給バランスに関する分析調査（第７章）

LP 構築および試算結果分析と解析の実務経験を踏まえて、全国及び 3 地域別石精石化インテグ LP モデルによる石精･石化製品の中長期需給バランス試算結果を解析する。そして、2024 年以降に備えておくべき各石油製品の輸出入規模、石化シフトを算定する。

・2024 年の需給バランス試算結果の解析に対して、2024 年以降の各地域石油及び石化製品の過不足バランス試算検討の他に、中国のアジア圏輸出拡大、韓国からの流入を想定した悲観ケースを設定し、その試算結果に基づき今後の新たな課題を抽出する。

精製設備･石油化学設備の余剰能力を算定することで、石油精製能力適正稼働維持のために必要な輸出入量、石化シフト等の国際競争強化、輸入阻止策、各地区の「カーボンリサイクルコンビナート構築」へ転用可能設備等を抽出する。

・「次世代型コンビナートスキームの検討」における、「全体最適化スキーム具体策の検討」において、瀬戸内地域特定地区への新規プロセスの導入試算を行い、改善・改革前後の定量的な需給バランス変化、導入後の新たな改善項目抽出のために、地域別石精石化インテ

グ LP モデルの試算方法や解析を行う。

（４） 国内石油コンビナートの最適化に向けた連携強化に関する分析調査（第６章、第８章）

・全体最適化スキームの具体策の検討

各コンビナート地区の特徴、2030 年度地域別 LP 試算解析結果等を踏まえて、具体的には、「短中期の国際競争力強化」の新技術導入の実現向けて、必要な先進技術要素の調査、検討を行う。

－瀬戸内地域（堺・泉北、水島、周南、大分）の具体的な課題を検討する。

－2030 年度地域別 LP 解析に基づく瀬戸内地域設備余力の活用と FS、瀬戸内特定地区への新規プロセス導入の概略 FS を実施する。

－上記に係るプロセス・触媒等の最新技術を調査する。

２．石油コンビナートの国際競争環境調査１－アジア圏主要工業団地の現状と今後の展開調査分析

２．１ 調査の背景と目的、調査方法

２．１．１　調査の背景と目的

・新型コロナ感染拡大をめぐり、米中摩擦は更に激しくなり、世界経済成長は陰りから一転、危機的状況に急変した。経済活動の急低下による原油価格急落は、エネルギー、素材産業に限らず全産業に想定外のショックを与えた。
バックアップのための国内回帰、中国以外のベトナム等への海外投資が増加、アジア新興国の内製化等、成長著しかったアジア圏経済にも新たな変化が生まれつつある。

・現在、各国はコロナウイルスと共存しながら経済の立直しが喫緊の課題である。
コロナ危機後は、世界需要の減退で、アジア圏の燃料油・化学品の輸出市場への競争は、一段と激化することが予測される。
足元では、中国のアジア圏への燃料輸出は既に日本の 2 倍に達しており、日本への輸入が急増している。石精・石化能力の 6 割近くを輸出に依存する韓国は中国への輸出が減少し、日本へ逆輸入する量も増加している。
これだけではなく、米国製品の流入量も漸増しており、アジア圏の輸出競争は激化する。

・また、石油需要のピークアウトが現実味を帯びる中、特にアジア圏の「石化シフト」は、更に加速することが予想される。自動車産業と同じく、エネルギー及び石油化学産業の新型コロナの痛手は大きく、設備投資の陰りもある中、中期展望では石油精製の「石化シフト」が変わることはない。

・しかも、アジア新興工業団地は、基礎化成品生産規模の拡大だけでなく、日欧米先進国先進国と同じく、高付加価値製品シフトとその生産チェーン内製化、高付加価値生産構造及び、「品質・機能」向上にむけ、続々と 2 期工事を完成しキャッチアップ目前である。

・一方、新型コロナによる経済活動の停滞で、世界の二酸化炭素は大きく減少したが、地球温暖化を止めるためには更なる GHG 削減が求められ、金融等株主による企業への ESG 投資の要求は高まる一方である。

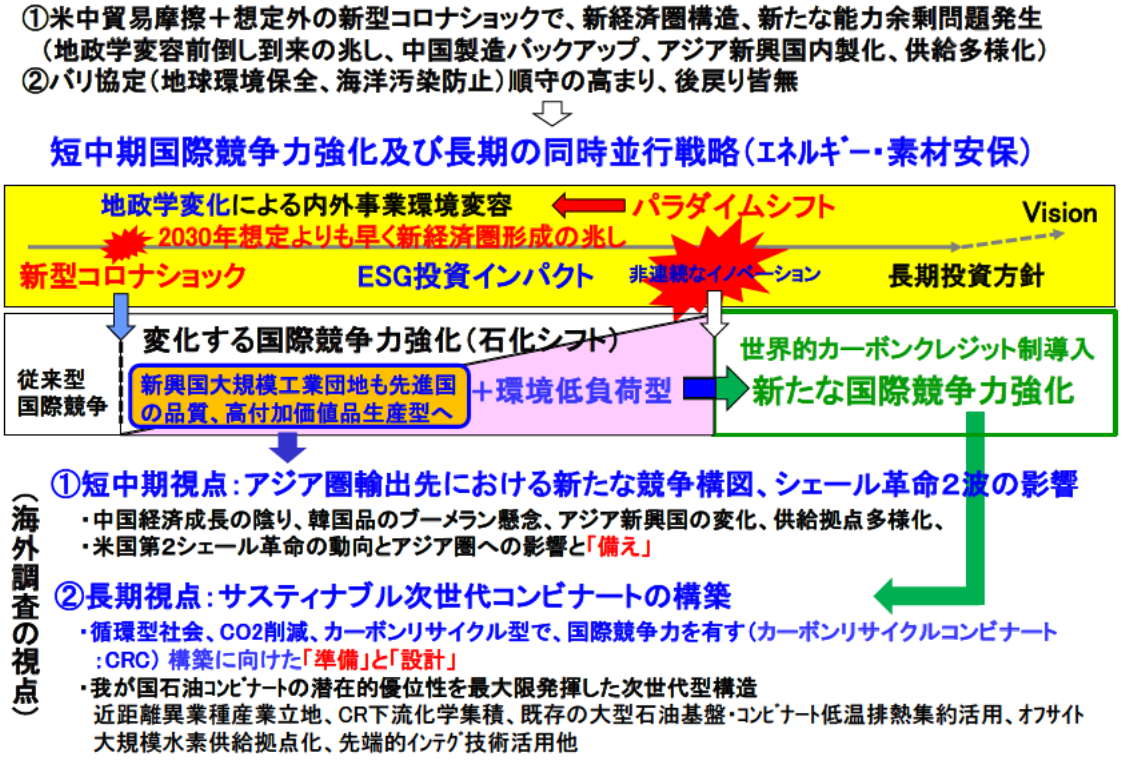
・アジア圏の輸出環境激化、内需減退、自然災害、地球環境保全等課題が山積する日本のコンビナートは、国際競争力と環境に強靭なコンビナート構造に変容し、国家エネルギー・素材の安定供給、安保を全うし続けなくてはならない（2020 年エネルギー白書）。
複雑な事業環境の中で、短期ばかりを追い求めていることは極めて危険である。
海外の動向を鑑みながら、中長期戦略のもとにコンビナートの役割を位置づけで、その機能を柔軟に変容していく必要がある。

・同時並行戦略調査と調査方法
そこで、図表 2.1.1 に掲げる同時並行戦略調査を実施する。

－先ずは、アジア圏工業団地の調査を踏まえて、ワクチンが開発されるまでの「ウィズコロナ時代」とその後の短中期における新たな国際競争力強化の「備え」を検討する。
特に、アジア圏新興工業団地が到達していない石油精製の「輸出体制強化・輸入阻止策」の在り方、石油化学の存続なくして石精石化の融合も異業種産業との連携も不可ということを念頭に「石化シフト」、次世代の姿を調査分析する。

－サステナブルな観点からは、カーボンリサイクルコンビナート構築、循環型社会（バイオジェット燃料等、廃プラ再生利用、e-fuel 他）、水素社会を目指して、日本のコンビナート地区それぞれ固有の姿を検討する。
カーボンリサイクルコンビナート構築に適した地区では、基本設計レベルに近いところまで検討する。

図表 2.1.1　国際競争力強化、CRC 構築への同時並行戦略調査



２．１．２　調査方法

・新たな事業環境、新たな国際競争力強化に向けて、日本のコンビナートにおける事業内容を総点検する際に重要なことは、拠って立つべき基盤としてこれまで蓄積してきた日本のコンビナートの仕組みの強みを生かすことである。
強みを生かさずしてコンビナートがサバイバルすることは不可能である。その強みを調査の中から再抽出する。

・米国 PADD3 工業団地 Houston は、鉄鋼や電力等の異業種は立地していないが、ガス油田から中流の大型貯槽輸送基地、下流の生産までの一連のチェーンを広域地域内で完結でき

る稀有な、世界最強の石精石化工業団地である。
石精と石化の連携に、中流企業が加わることで相互に win-win の関係を拡大している。
一方、アジア圏の工業団地は、中東の産油国から原油を輸入し、それを活用し尽つくす構造の石精石化工業団地である。
したがって、類似構造のアジア圏内の新興工業団地に将来、後塵を拝しないように、長期的な新たな競争力の用意と短中期戦略を検討する。

・コロナ禍における調査方法
新型コロナウイルス感染拡大に伴い、政府の渡航制限等により、2020 年度の RING によるアジア圏、米国の現地における面談調査は現時点ではほぼ不可能に近い。
そこで､最大限リアルな情報収集と実態把握を目指して､固有人脈による上記PJ とのQ&A、先方からの提供資料、ベンダーの支援等を得て本調査の目的を達成することとする。

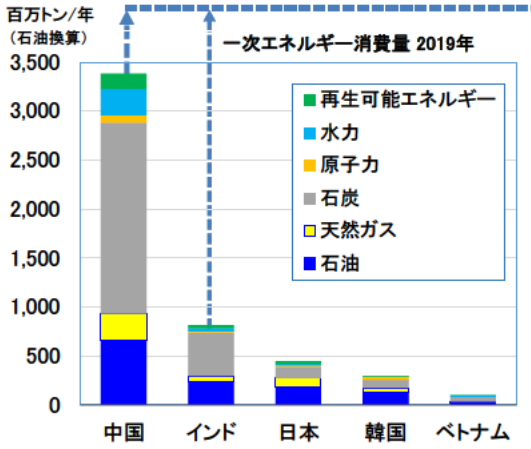
２．２ アジア圏エネルギー事情と主要新興工業団地の概況

２．２．１　日本及びアジア圏諸国の一次エネルギー消費量

図表 2.2.1 に、日本、中国、インド、韓国、ベトナムの一次エネルギー消費量（2019 年）を示す。

・中国一次エネルギー消費は、減少する日本と異なり、年 3.4%増加している。
・中国は、日本の約 8 倍の一次エネルギーを消費している。石炭の消費割合が圧倒的に大きく、天然ガスシフト政策を進めても、2019 年で 58%も占める。
ただし、「パリ協定」の遵守は困難だが姿勢だけは国際協調を示しながら、国内環境汚染防止が先決である。
・石油消費が急増しており、日本の 3.7 倍に急増している。
・ベトナムのエネ消費は年 11%と急速に増加しているが、石炭・石油が主である。
・インドも、当分の間、石炭依存の後進国型エネルギー消費構造である。

図表 2.2.1　日本、アジア諸国の一次エネルギー消費量比較（2019 年）



百万トン/年*

	日本			中国			インド		
	2015	2017	2019	2015	2017	2019	2015	2017	2019
石油	189	188	180	562	608	666	196	227	245
天然ガス	102	101	93	175	207	264	41	46	51
石炭	120	121	117	1,914	1,893	1,951	397	416	445
原子力	1	7	14	39	56	74	9	8	10
水力	19	18	16	252	262	270	30	31	34
再生可能エネルギー	15	22	26	64	107	158	13	22	29
合計	446	456	446	3,006	3,132	3,384	685	750	813

（出所）BP Statistical Review of World Energy 2020 を基に、RING 作成

・中国は、米国が「パリ協定」の離脱に対し、姿勢だけは世界と強調すると掲げるも、エネルギー消費も増加しており、CO2 の増加が止まらない。2030 年頃にはピークにすると標榜

しているのみである。
むしろ、米国の方が、シェール革命を背景に、老朽化石炭ボイラや旧式天然ガス発電をコンバインドガスタービン発電に急速に新設更新しており、GDP が伸びても CO2 は年々減少している。

・中国の石炭から天然ガス、再生可能エネルギー、原子力へのシフト
エネルギーミックスを目指し、かつ、2030 年のエネルギー消費量を 60 億トン(石油換算)に制限し、非化石エネルギーのシェアを総エネルギー消費量の 20%に引上げる。
特に、石炭から天然ガスへシフトし、ガス比率を上げることを目標にしている。
しかし、中国一次エネルギー消費は、減少する日本と異なり、毎年 3.4%増加し続けている。そのため、石炭の総消費量の増加は鈍化しつつ、天然ガスシフトを加速しているが、都市環境汚染の解消は容易ではない。長期的には、風力発電のように再生可能エネルギー、原子力へのシフトも加速している。

・そのために、先ず、大都市の石炭ボイラを天然ガスに転換する。2035 年に世界 1 位の天然ガス消費国を目指して、ガス権益買収・LNG 大量輸入を掲げ、ガス需要においても世界にインパクトを持つ。

・中国のシェールガス開発と天然ガスの輸入増加持続
2019 年 8 月時点で、Wood Mackenzie は、中国全体の天然ガス生産量が 2018 年の 1,490 億 m3/年に対して 2040 年は 3,250 億 m3/年に増加すると予測している。前回の予測に比べて引下げている。2027 年に生産量は、世界 3 位になる見通しであるが、シェールガスや炭層メタンの生産量が伸び悩むことから天然ガスの輸入量は増加が続くと見ている。

２．２．２　日本、アジア諸国の経済指標と石油製品構成比率

図表 2.2.2 に、各資料に基づき、RING にて、日本、中国、アジア諸国の経済指標と石油製品構成比率をまとめた。

・中国の人口は、日本の約 11 倍、GDP は約 2.8 倍（世界 2 位）である。
・中国の原油処理能力は、世界 2 位（16.2 百万 BD）で、日本の約 5 倍である。
・中国のエチレン生産能力は、世界 2 位（29.3 百万 t/年）で、日本の約 6 倍である。
・ベトナムの人口は 96 百万人で日本の 76%である。一人当たりの GDP・エネルギー消費量はインド並みに低く、これから発展する国である。
・ベトナムの原油処理能力は日本の 11%であり、エチレン装置はまだ無い。
ベトナムの人口は 96 百万人で日本の 76%である。一人当たりの GDP・エネルギー消費量はインド並みに低く、これから発展する国である。

図表 2.2.2　日本及びアジア諸国の経済指標と石油製品構成（2019 年）

		日本		中国		インド		ベトナム		マレーシア		シンガポール		サウジアラビア		イラン	
人口（百万人）（2019年）[1]		126		1,398		1,366		96		32		5.7		34		83	
GDP（兆円）（2019年）[1]		559		1,578		316		29		40		41		87		49	
一人あたりGDP（百万円/人）[1]		4.4		1.1		0.2		0.3		1.3		7.2		2.6		0.6	
一次エネルギー石油換算（百万トン）		446		3,384		813		98		102		86		264		295	
一人あたりエネルギー消費量（トン/人）		3.5		2.4		0.6		1.0		3.2		15.1		7.8		3.6	
一次エネルギー石油依存度（%）[2]		40		20		30		26		37		86		63		32	
石油製品消費・生産量（百万トン/年）[3]（2017年）		消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産
	ガソリン	36.9	39.2	124.6	134.9	26.2	37.8	6.2	2.6	12.8	7.9	0.7	9.1	24.4	23.9	21.7	17.6
	ジェット・灯油	24.0	24.3	39.7	42.5	11.5	18.9	1.6	0.4	3.1	3.2	7.8	12.1	4.6	11.6	5.0	4.4
	ディーゼル、ガスオイル[注1]	37.5	45.6	171.1	182.4	73.3	108.5	9.2	2.5	9.7	9.7	4.0	11.0	17.1	52.8	21.6	28.3
	重油（C重油）	9.0	15.3	29.3	19.6	8.0	9.0	0.4	0.1	0.9	1.7	48.9	5.4	25.8	25.5	2.3	22.0
	ガソリン/ディーゼル自動車消費量ベース[注2]	62/38		50/50		31/69		43/57		66/34		34/66		63/37		58/42	
原油処理能力（百万BD）2019年[2]		3.3		16.2		5.0		0.4		0.6		1.4		2.8		2.4	
エチレン装置能力（百万トン）2019年		6.16[4]		29.3[5] 注3)		8.4[5]		0[5]		1.8[5]		4.0[5]		17.5[5]		7.7[6]	

（出所）1）世界銀行 $1＝110円で換算 イランは2017年、2)BP Statistics（カレンダーディ･ベース）、 3)IEA Oil Information、4)石油化学工業会
5）世界の主要石油化学プラント METI、6）Financial Tribune 2019年3月3日
注1）日本はA重油、注2)自動車用のみ、注3）中国エチレン能力はCTO/MTOを含む。

・日本は世界一の少子高齢化を辿り、中期的には、中国・韓国も高齢化の人口ピラミッドになる。

・長期を見据えた場合、中国雲南省、広東省に繋がるインド、パキスタン、バングラデシュ、ミヤンマー、ベトナム、インドネシアの ASEAN 諸国の人口 22 億人が、新たな市場として有望視される。

・特に、インドの人口は、既に中国とほぼ同じ 1,366 百万人で、若者が多い良好の人口ピラミッドである。
ただし、今後の経済発展の期待の反面、一次エネルギーに占める石炭消費の割合は中国と同じで、大量の CO2 排出と大気汚染問題が勃発している。日本の省エネ、環境保全技術の導入が期待できる。

・アジア圏において、中国の原油処理能力が急増しており、米国に次ぐ世界 2 位（16.2 百万 BD）で、日本の 4.9 倍である。
なお、米国の原油処理能力は、世界最大で（20 百万 BD）で、日本の 6 倍である。

・自動車燃料のガソリン比率は、日本の場合、ディーゼルが 22.6 百万トン（表に記載なし）なので、36.9/(36.9＋22.6)=62% となる。中国、インドはディーゼル比率の方が高かったが、近年、中国はガソリンの消費が伸びて、半々の比率になった。

・ナフサ除く燃料油に対する重油生産比率は、中国 5%で、日本は 14%である。米国は 4%で、米国及び中国は、コーカーの装備率が高い。

・中国のエチレン生産能力は、世界 2 位（29.3 百万 t/年：CTO、MTO 含む）で、日本の 4.8 倍である。なお、１位の米国は、シェール革命を背景に急増中で 34.9 百万 t/年である。

・ベトナムの原油処理能力は日本の８分の１であり、エチレン装置はまだ無いが、人口は日本を追随している。また、一人当たりの GDP 及び一次エネルギー消費はインドと同じく、アジア圏でも低位にあり今後発展が期待される国である。

２．２．３　アジア圏主要新興工業団地の概況

図表 2.2.3 にアジア圏各国の代表的な大規模新興石精石化工業団地を示す。

図表 2.2.3　アジア圏各国の代表的な新興石精石化工業団地

（出所）2020 年度 RING 作成

（１）　大連長興島恒力石化工業団地－2 期工事石化プロジェクト実態

・近年のアジア圏における新興工業団地の新増設は目覚ましいものがある。
特に、中国の繊維からポリマー、アロマ、石油と上流にインテグを進めるバックインテグレーションによる巨大規模のパラキシレンチェーンの計画と短期による稼働開始には目を見張るものがある。
パラキシレンは、日本からの輸出も多く、かつ、「石化シフト」の旗手になる課題で、中国の内製化の進展を逐次追跡しておく必要がある。

・大規模なパラキシレン生産の要は、原料である HN の大量調達にある。そのために、精製能力大余剰にあって大型製油所を建設し、燃料油生産抑制のために重質油のみならず軽油の水素化分解を導入している。
資本主義国ではとても考えられないバックインテグレーションのフローである。

・水素化分解は同時に LN も併産する。
この LN も原料として、エチレン収率が 40%を超えると推定される大型のエチレン装置も稼働している。中国のエチレン不足はこれでもタイトの見通しであるが、エチレン内製化の急速な展開は、日本のエチレンセンターの稼働にも大きく影響する。

（2） ベトナムニソン製油所コンプレックス、サウジアラビアラービグ 2 期工事

・日本が初めて石油化学として海外進出した住友化学とアラムコによるラービグ PJ の成功は、現地人材育成の賜物といえる。

・新型コロナパンデミックを通して、海外拠点の多様化が必要視される中、一方で日本の石油精製、石油化学の海外進出はこの 2 例しかない。

（3） シンガポール工業団地における循環型経済システム構築計画

・シンガポールは、エクソンモービル及び Shell 社がナフサや原油を主原料とする原料多様化の大型エチレンセンターを中心に、アジア圏物流の中心地に拠点を置いた工業団地で、両社ともアジア重要拠点として競争力強化の投資を続けている。

・一方、シンガポールでは 2020 年から炭素税の徴収が始まる。
CO2 換算で年間 2 万 5000 トン以上の温室効果ガスを排出する工場が課税対象で、税額は排出 1 トン当たり 5 シンガポールドル（約 400 円）が予定されている。税額は 23 年以降、10～15 ドルに引上げられる見通しで、CO2 排出削減ニーズがとりわけ強い。

・特に、ジュロン島の石油精製及び石油化学が集積し、CO2 と水素が得られるため、カーボンリサイクルの新技術実用化には格好の場所といえる。
従来、シンガポールは著しい発展を遂げてきたが、近年、発展政策に頭打ちの感がある。
シンガポールはパリ協定の批准国であり、2030 年までに GDP 当たりの GHG 排出量を 2005 年比 36%削減する目標を掲げている。

・そこで、日本のコンビナートの構造と類似し、新政策で二酸化炭素低負荷工業団地に舵を切りつつあるシンガポールの実態を調査し、構造転換の課題を抽出する。

（4） 大規模天然ガス田を原料とするイラン石化工業団地の進化

・イランの石油及び石油化学は、国営石油精製・販売会社 NIORDC と国営石油化学会社 NPC の傘下で発展してきたが、米国による石油輸出に対する経済制裁のために、石化製品の輸出に力を入れている。

・アサルイエ工業団地は世界最大級のサウスパースガス田からの天然ガス・石油製品・石油化学製品の生産のため 1998 年に建設を開始した。コスト競争力の高いエタンを原料として、エタン及び LPG を原料とする競争力のあるエチレン生産能力を急増している。

・そして、アサルイエコンビナートからエチレンをパイプラインで移送し、内陸部各地で石油化学産業を立ち上げ、エチレン誘導品生産による沿線の雇用拡大を目指している。
2004 年から国家的大プロジェクトとして、石油省が中心となり本プロジェクトを推進している。

2．2．4 インドリライアンス社ジャムナガール、ダヘジにおける大規模投資計画

・原油の輸入依存率が 8 割と高く、製油所の高度化が課題となっているインドは製油所での化学品生産を最大化する「クルード to ケミカル」（CtoC）の最前線となっている。
そして、続々と投資計画が表明されている化学産業だが、足元では化学品内需に供給量が追付いていない。例えば、電線やワイヤーハーネスの被覆材、建材に使われる塩化ビニル樹脂は、内需の 6 割に当たる年間約 200 万トンを輸入し、日本の塩ビメーカーにとっても主要輸出先の一つとなっている。インド政府は国内供給能力の拡大を見据え、輸出入品への BIS（インド工業規格）規制を強めようとしている。
将来、インドの化学産業を中国並みの規模に拡大するという目標のもとに、政府も引続き化学産業の育成に力を入れる方針である。

・その代表であるジャムナガールでは、MCC 開発等、10 年がかりの長期計画で、アラムコとの提携による原油調達の安定化を含む国際競争力強化を展開している。

２．３ 中国における設備戦略状況

２．３．１　コロナ後の中国経済

・国内航空が 60%まで乗客が戻り、世界各国とも経済復帰を最優先に取組む中、経済復興策で中国乗用車販売が絶好調で、5 月の新車 219 万台は、前年同月比 14.5%増である。なお、同月米国は 30%減である。

・更に、自動車販売の好調に加え、5 月の粗鋼生産量は市場最高の水準 298 万トンで、3～4 月から引き続きで好調（各 254・283 万トン）が続いている。
公的なインフラ関連投資もあり油圧ショベルカー販売 31,700 台（前年比＋68%）と鉄の需要旺盛となっている。
これにより、世界の鉄鉱石相場を押上げており、日本が得意な良質の炭素電極輸出に弾みがつきつつある。

・コロナ禍後の中国経済は、全般的に回復速度は世界に先駆けているといえる。

・ただし、1～3 月、▲6.8%との経済後退を公表したが、残りの 3 つの四半期を 6%としても通年では 2.8%と 3%に及ばない。北京の失業率 6.2%は徐々に緩和、そのテンポには注目すべきである。

・2020 年 7 月 13 日、民活による国内消費先導で世界に先行して経済回復基調
－コロナ後の政府の大型財政出動とともに民間資本が動き出している。
石油事業ではないが、アリババやファーウェイ、電気自動車の BYD のマクロ数字は良好である。
統計局が公表する GDP より正確と言われる電力については、華南地区の 1～6 月累計消費は前年比を上回った。1～2 月のコロナによる低迷をカバーした形である。
世界経済の復活が遅れている中では、好調は一時的な反動とも思えず、国内消費先導で先行していることが推測される。

２．３．２　全人代による「石油流通法」認可（2020 年６月 30 日）の内容

・中国の全国人民代代表大会（全人代、日本の国会に相当）常務委員会は、6 月 30 日、全会一致で「香港国家安全維持法案」を可決した。この「香港国安法」とともに全人代常務委員会で認可された法律に「石油流通法」が認可されたことは見落とせない。

－早速、陝西省北から山東済南のパイプライン 600Km をシノペックから専門管網公司（国営）へ 32.2 億元で売却した。石油流通中間での市場経済の導入を目指すものである。
今回の石油流通法も、中国石油業における市場経済の明確な行先を書いているわけではないが、2020 年度 RING 現地情報交換調査によれば、以下が考えられる。

－今回のニュースの表面では、二大石油国営のシノペックから国営とは言え「パイプライン会社」に国営財産を移したことは意味がある。
産油業者と精製者（シノペックとペトロチャイナの巨大プレイヤー）の間に別の組織を挟込み、今まで 2 社の社内仕切りで、行政側から見れば「いい加減」な名目上だけの価格（国定フォーミュラ価格）で決めていたものをオープンにする。
これによって、山東独立精製企業系などが輸入原油と比較して購入できる状態にする。
前提には、独立系にも輸出ライセンスが開放されることであるが、既に法制化済みである。

当面の目指すところは、米国で言えば、原油 WTI のクッシング（オクラホマ）や天然ガスのヘンリーハブ（ルイジアナ）のような流通の拠点を作って、相場が成り立つ環境を整備することが想定できる。そして、民間活力の利用のために、山東独立系がきちんとした国際市場での採算を考えた設備投資や精製方針を志向することを誘導することが推測される。

別の見方をすれば、中国の「奇妙な石油業界」形態からのグローバル化シフトとも言える。
日本の石油精製業界からすれば、中国大陸の石油精製が「所与の現在ある奇妙な形態」でなく、グローバルな経済原理で動くダイナミックな捉え方をして、自分たちの理想形を考えていく方向になっていく姿を目指しているという捉え方もできる。

法律施行以来 1 か月で変化が出てきているので、日本の石油業界は今後の動向を注視していく必要がある。
日本の石油業界にとって、中国独立系が日本の高品質電極を製造できる原料重油等を適正価格で求めてくれる状況が出来れば理想的である。

－一方、国営企業の分権や、小売卸への参入ハードルを引下げ、独立系製油所の輸出入権の一部開放するなどの法律である。「国進民退」と評価される裏で民活は盛んである。
現在、石油製品の輸出入権は国家統制下にあるが、「石油流通法」がいきわたれば、日本でいう電気やガスの小売が開放され、独占が終了し多数の業者が参入した姿と良く似てくる。例えば、中国石油や中国石化など国営大手からガスのパイプライン運営を切離して、卸業界での金銭取引の可能性を拡大、ガソリンスタンドや油槽基地運営への参入を容易にする。独立系の製油所の原油や製品の輸出入ライセンスや許可制度の厳格さを引下げ

る。

・新設精製装置の許認可まで及んでいるかどうかは、不明であるが、この法律が、山東省の独立系精製業者にも広く認可され、独立系製油所の稼働率が上がり、アジア市場に燃料油が大量放出されることになるとアジア圏のガソリン、軽油の市場が大荒れする。
ただし、シンガポールなどと比べて、独立系製油所の精製コストに競争力があるか否かは課題である。
イラン原油など買叩いて、原価を下げている様子であるが、設備の減価償却の方法や資金コスト、公的支援などが不透明で、資本主義ではない部分で推定し難い。
一方、ベトナムは未だ輸入ポジション、経済伸長していることから、シンガポールの代替がなされるということになると、Dung Quat 及び Nghi Son 国内製油所との競争が激しくなることが危惧される。

２．３．３　中央国有企業の 2020 年第 1 四半期の営業利益減少と対策

中国国務院国有資産監督管理委員会は、2020 年１Q の中央国有企業(SOE)の収益は、前年同期比 11.8%減の 6 兆 CHY(8,571.4 億ドル）と発表した。SOE の 80%が減益となった。
なお、3 月の収益は、2020 年 1 月の水準まで回復している。

（１）「中央企業」は第 1 四半期に 6 兆元の営業利益（前年比 11.8％減少）

・4 月 20 日、国務院の国家資産監督管理委員会の事務総長兼報道官によると同委員会傘下にある「中央国有企業」（以下、中央企業）の 80％以上は営業利益が減少した。
第 1 四半期に前年比 11.8％減の 6 兆元（90 兆円）の営業利益、前年比 58.8％減の 1,304 億元（2.0 兆円）の純利益を得た。
「中央国有企業」とは、石油・化学以外も含んだ国家資産監督管理委員会(国資委)直轄の国有企業（97 社）をさす。国有企業は 46 万社（2019 年 9 月現在）で、そのうち国家資産監督管理委員会(国資委)直轄の「中央国有企業」の数は 97 社である。

・第 1 四半期の新型コロナ流行の影響を受けた中国経済は、不安定要素が大幅に増加し、景気循環が切断され中央企業の活動は多くの課題に直面し、主要な経済指標は低下した。

・世界的なパンデミックによって内外の需要が急激に縮小し、原油などの価格が急落した中で、エネルギー関連中央企業は、社会全体に利益をもたらす国家政策を実施している。
市場と政策の複合的な影響下で、石油と石油化学、航空、自動車、電力網、その他の企業収益は大幅に減少した。

・中央企業は、前例のない困難に直面しているが、それを克服し損失を回復するために効果的な対策を講じている。具体的な業績・動向は以下のとおり。

－石油・石油化学、電力、鉄鋼、機械設備製造、航空運送会社は、春節や新型コロナ流行期も休まず、操業の安定に努めている。中央企業の 2 月末時点での業務再開率は 90％を超え、現在は 99.4％に達した。

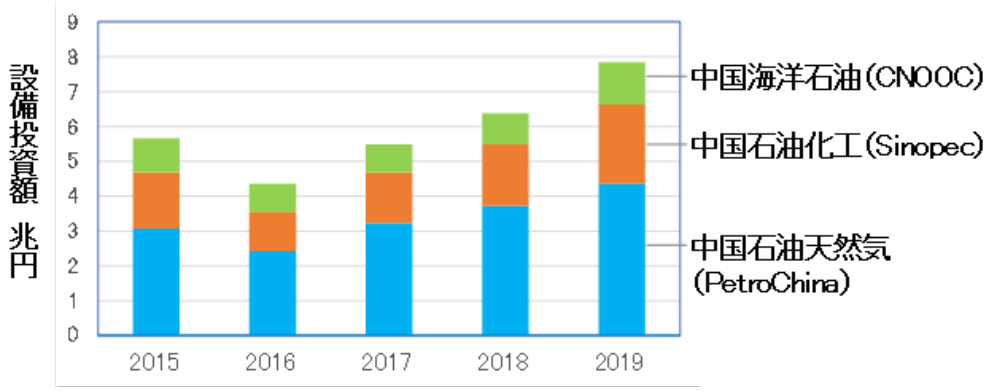
－ほとんどの企業の足元の収益性は大幅に回復した。
全国的な新型コロナの流行防止、生産と生活秩序の回復により、中央企業は 3 月に 2.2 兆

元（33 兆円）の営業利益を達成し、43 社の利益水準は前年平均に戻った。

・第 1 四半期の設備投資は、前年同期比 4.5%減の 3,648 億元（5.5 兆円）であったが、3 月の設備投資は前年比 4.1%増加し通常の水準に戻った。

・第 1 四半期の石油及び石油化学の設備投資は前年比 12.4%増加した。
原油相場急落で、2020 年の中国国営大手の投資計画は以下のとおり（図表 2.3.1 参照）。

図表 2.3.1 中国国営大手３社の投資額推移



（出所）RING 作成

－中国石油天然気（CNPC：ペトロチャイナ）
2020 年の投資計画を未発表である。
「原油価格に投資を連動させる」と指摘し、原油価格下落幅に合せ投資規模を縮小する考えを示すにとどめた。

－中国海洋石油（CNOOC）
強気の計画を白紙撤回し、原油価格の下落や新型コロナの感染拡大を受け投資を減少し、コスト削減を図る。
ただし、CNOOC・Shell・恵州市政府は、既設石化プラントの拡張（エチレン 150 万 t/y 他）では合意した。

－中国石油化工（SINOPEC）
2020 年の投資を前年比 2.5%減の 1434 億元（2 兆 2 千億円）に設定した。中国政府の新型コロナ感染拡大成功に準じ、投資計画を微減にとどめて、貢献をアピールしている。

・財務構造は安定している。3 月末の平均資産負債比率は 65.6%で前年比 0.1 ポイント減少した。国有企業の破綻や大幅な給与削減、一時帰休の防止に取組むと表明した。
また、巨大経済圏構想「一帯一路」のプロジェクトを着実に実施する方針も示した。

（２） 中国の経済指標 2020 年 1－3 月期の状況
・GDP（実績）は、前年比 ▲6.8%（主要内訳、工業生産 ▲8.4%、小売り ▲９%）

この時点では、特に、自動車の落込みが顕著である。

・当初、3 月初旬に開催予定の第 13 回全人代は、5 月 22 日に短期間で行われた。全人代では、新型コロナパンデミックで、2020 年の経済成長目標は見送られた。
ブルームバーグによる 5 月 19 日のエコノミスト調査では、1.8%の成長が見込まれている。

・IMF の 2020 年 GDP 予測は世界全体で▲3%
米国▲5.9%、日本▲5.2%、中国＋1.2%、インド＋1.9%、独▲9.0%、仏▲6.5%、伊▲9.0%で、世界恐慌を上回る歴史的低下である。
特に、今後経済成長が期待される ASEAN の低下が危機的である。

（3） 2019 年の中国 2 大石化の化学部門が大幅減益

中国石化（SINOPEC）は前年同期比 36.1%減の 165 億 8600 万元（約 2487 億円）、中国石油（CNPC）は 34 億 2700 万元（約 513 億円）と 5 割を超えるマイナスとなった。価格低下で売上高も減少した。
2020 年も新型コロナウイルスの蔓延による需要減や油価の下落に直面し、年前半は苦戦が予想される。
2019 年の中国経済は安定して発展したものの、米国との貿易摩擦や世界経済の緩やかな減速、地政学リスクの高まりなどを受けて経営環境は平坦ではなかった。

・そのうえで、化学部門をみると、中国石化の売上高は市況下落などの影響を強く受けて 9.4%減の 4952 億元と低迷。販売数量こそ基礎化学原料が 1.2%増の 4102 万トン、合成樹脂が 11.6%増の 1610 万トン、合成ゴムが 14.9%増えたものの、1 トン当たりの平均販売価格はそれぞれ 16.6%減の 4578 元、10.6%減の 7717 元、9.8%減と軒並み下落した。
原油処理量は 1.8%増、エチレン生産量は 8.5%増と伸びた。

・中国石油も多くの化学品の価格が前年より下落し利益が低迷。化学部門の営業利益は 56.2%減、精製部門は 72%減の 103 億元。同社も原油加工量は 4.1%増、燃料油生産量が 6%増、合成樹脂は 4.5%増の 958 万トンと増えたが、ガソリンの販売価格は 7.6%減少し、ポリエチレン（PE）も販売数量は 7.3%増と伸びたが、販売価格は 1 トン当たり 7443 元と 15.6%も減少した。

・投資については、中国石油の精製・石化部門は 19 年、7.1%増の 212 億元を投じて広東石油の一体化計画や蘭州石化、塔里木（タリム）油田分公司のエタンクラッカー建設計画などを進めた。
2020 年はこれらに加え、吉林石化のアクリロニトリル・ブタジエン・スチレン（ABS）増強プロジェクトや製油所の強靭化策などに努める。

・中国石化は 20 年の化学部門への投資額を 323 億元と見込む。
クウェートとの合弁による広東省の 80 万トンエチレン設備をはじめ、鎮海石化(浙江省)の増強計画、台湾の石化企業などによる古雷半島（福建省）の一体化計画、SK グループとの合弁のエチレン増強、安徽省での石炭化学プロジェクトなどを挙げた。

・2020 年の経済見通しでは、ともに新型コロナウイルスの蔓延に伴う需要減、原油価格下落による価格低減などをリスク要因と挙げている。
中国石化は、上期をエネルギーや化学製品の需要減を見込むものの、感染の収束に伴い、年後半以降の回復を予想する。原油価格は低水準で推移するともみている。

２．３．４　CPCIF による中国の主要石化製品生産見通し

中国石油・化学工業連合会（CPCIF）は主な石化製品の生産能力に関する年次報告で、業界が新型コロナウイルスの影響や米国との貿易摩擦の影響を大きく受けるとの見通しを示した。特に、燃料油の輸出に依存する石油精製や原油安で競争力を失う石炭化学、川下需要が縮小するポリウレタン（PU）などの減産を予想し、景気後退局面においては輸入依存の強いハイエンド製品の増産や新規市場開拓を急ぐよう警鐘を鳴らしている。

以下に、詳細を示す。

（１）　2019 年の中国石油石化製品群の稼働実績

図表 2.3.2 に、中国の 2019 年石油精製、石油化学各種品目の生産実績を示す。
石油精製や合成ゴム、ジフェニルメタンジイソシアネート（MDI）などの稼働率が上昇した一方、パラキシレン（PX）、ポリプロ、ポリカーボネート（PC）などは停滞した。

図表 2.3.2　2019 年の中国石精・石化設備稼働実績

	生産能力		生産量		稼働率		自給率
	万トン	（%）	万トン	（%）	%	（%）	%
エチレン	2,902	（13.6）	2,628	（10.8）	90.6	（▲2.4）	48.3
プロピレン	4,061	（12.2）	3,288	（9.4）	81.0	（▲2.0）	77.7
PX	2,154	（56.4）	1,470	（31.0）	68.2	（▲6.8）	49.6
EG	1,103	（2.3）	815	（18.3）	73.9	（10.0）	45.0
PE	1,961	（5.0）	1,765	（10.3）	90.0	（4.4）	51.9
PP	2,652	（8.2）	2,240	（9.1）	84.5	（▲5.3）	82.3
PC	166	（31.7）	100	（34.2）	60.2	（▲5.1）	50.0
力性ソーダ	4,380	（2.8）	3,464	（1.3）	79.1	（▲1.2）	103.2
PVC	2,518	（4.7）	2,011	（7.3）	79.9	（1.9）	99.2
MDI	334	（1.5）	270	（7.1）	80.6	（14.2）	114.4
TDI	140	（17.6）	103	（17.0）	73.6	（▲0.3）	109.6
CTL	921	（0）	746	（20.7）	81.0	（24.0）	—
合成ガス※1	51.05	（0）	43.2	（43.5）	84.6	（25.6）	—
CTO ※2	1,582	（21.5）	1,276	（17.6）	80.7	（▲2.6）	—
CTEG	483	（11.5）	316	（29.9）	65.5	（9.9）	—
原油処理量	86,100	（3.7）	65,200	（7.6）	75.7	（1.5）	—

（注）カッコ内は前年比増減%。※1＝億立方メートル、※2＝MTO 含む
（出所）CPCIF データ

・精製能力余剰に拍車、燃料油の輸出急増による石油精製稼働率を維持
原油処理能力は、2019 年末に浙江石化の舟山プロジェクトやポリエステル大手、恒力石化の大型計画が立上がり、新増設が 4000 万トン（＋80 万 BD）と大幅に増えた。
一方、旧式設備の淘汰は 900 万トン（▲18 万 BD）にとどまり、全体では前年比 7.6%増の 8 億 6100 万トン（1,722 万 BD）に拡大した。

石油製品の生産量は＋0.2%と微増だったが、輸出が 20.2%増の 5,537 万トンに増やしたことで、かろうじて 76%の稼働率を維持した。

・中国燃料油の輸出量は、近年急増しており、日本の原油適正稼働換算では 131 万 BD（5537÷500×10÷0.904÷0.932）と、既に日本の石油製品輸出量のほぼ 2 倍である。
ちなみに、日本の 2019 年度の輸出量は 68.6 万 BD（一般＋ボンド：43.2＋25.4 万 BD）である。

・エチレンは適正稼働率 90%以上を維持
エチレン生産能力は泰興市（江蘇省）の SP ケミカルズの中国初のエタンクラッカーや石炭化学などで新増設が 352 万トンに上り、13.6%増の 2902 万トンになった。
一方、メタノール・トゥー・オレフィン（MTO）の稼働率が落ちたこともあり、稼働率は 90.6%と 2.4%減少したが、かろうじて経済性適正稼働率を維持した。

・川下のポリエチレン（PE）やエチレングリコール（EG）含めエチレン換算輸入量は、2,558 万トンに上り、自給率は依然 50%程度にとどまる。
また、プロピレンの能力は 441 万トン増え 4,061 万トンで、新規設備はフル稼働に時間を要し、稼働率は 2%減の 81%で余剰気味である。

・PX の総生産能力は 56.4%増と大幅に増え 2,154 万トンに達したが、新増設は年後半に集中したこともあり、稼働率は 6.8%落ちた。

・石炭化学の稼働率は上昇したが、油価が低水準で推移したことなどから、企業収益は下落傾向にある。

・合成ゴムは構造的な過剰問題に直面し、稼働率は低迷かつ、天然ゴム価格の下落の影響で国内市況も落込んだ。

・PC は生産能力が大幅に増加した。MDI は米中摩擦の影響を受けて川下の需要が低下し、中東品の影響もあって価格は低水準が続いている。

（２） 2020 年重点石化製品の生産能力警戒報告

CPCIF は米中摩擦や新型コロナの影響、油価の下落などにより、2020 年は石化製品の需要減、価格低下、石炭化学の競争力低下などによる事業環境の悪化で、一層の稼働率低下を見通している。

・交通運輸、不動産、建材、紡績セクターの成長も緩慢となり、自動車生産も停滞し、春節後は、高稼働が続くリファイナリーの稼働率も輸出市場の悪化で横ばいか微減を予想している。
・農薬肥料、カ性ソーダ、石炭化学、合成ゴム、タイヤ、PU などの稼働率も小幅に下がるとみている。
・他方、輸入に頼ってきた付加価値品の比率が高まってきた合成樹脂やエンプラ、ポリエス

テルなどは稼働率が横ばいか多少上昇すると上向きの傾向を予想した。

（3） 高付加価値、ハイエンド品増産で新規市場の開拓奨励

中国の第 13 次 5 カ年計画（13.5、2016～20 年）が終盤に差し掛かるなか、CPCIF は次期「14.5（21～25 年)」では、30 年に石油・化学産業で世界トップになるための「第 2 ステージ」の位置づけで、新材料など戦略製品で知財権の確保、技術革新に挑み、他方で待ったなしの状況にある環境規制への対応や、産業レイアウトの再配置の徹底している。
また、広域経済圏構想「一帯一路」に沿った海外進出や沿線国との連携を深め、域内での影響力の行使・拡大も狙う。

・中国の石化産業はこの間、新材料の増産に努め、T800 級以上の炭素繊維や PC、スチレン系熱可塑性エラストマー（SEPS)、ブテン 1、ポリアミド（PA）10T、脂肪族イソシアネート（ADI）などの開発に努めてきた。
CPCIF は更に、ポリテトラフルオロエチレン（PTFE）や太陽光発電向けのフッ化ビニル樹脂（PVF）フィルムなど、不足する材料の開発、増産の必要性を掲げている。
海外需要の減退、コロナ禍の生活様式の変化のなかでは、同時に、デジタル・情報産業や健康産業の発展、現代農業の普及、安全などの面でビジネスチャンスが生まれるとも指摘し、先端産業を支える半導体やディスプレイ向けの電子材料も早期の内製化が急務だと強調している。

・「化学業界発展のためには引続き産業の高付加価値化に努め、需要減退下では国内の新規市場開拓も必要である（CPCIF 李会長、6 月 2 日「北京石化産業発展大会」オンライン開催)。」と強調し、コロナ禍で新たな生活様式が定着する中、素材企業にとってはイノベーションの好機だと指摘している。
化学業界各社は現在、多くの壁に直面しているとし、海外需要減やハイエンド品の輸入依存、乱高下する油価などを列挙。製品価格の下落下でのコスト増で企業の収益環境が著しく悪化しているとも指摘し、「第 1 四半期（1～3 月）の石化産業は 100 元（約 1500 円）儲けるのに 85.9 元のコストをかけ、前年同期比 3.5 元も上昇した。石油精製の平均はより高い 89.3 元に達している」と厳しい状況を紹介した。
劣勢に立たされる業界の進むべき道として、「産業チェーンの空白部でのイノベーション」、「エネルギーの構造調整」、「国内の新規市場開拓」、「基礎産業のアップグレード」、「グリーン化・デジタル化の進展」、「企業管理の強化」を挙げた。
特に、テレワークやスマート製造の普及に向け新技術の導入が急がれる現在は好機でもあるとし、「イノベーションを企業の競争力の原動力にしなければならない」と説いた。

・中国、対コロナウイルス政策で過剰能力が再浮上、肥大化
乱立する大型の石油精製・石化の一体化計画や企業の横並び投資に加え、新型コロナウイルスの感染拡大で冷込んだ経済を活性化するための政策対応は、企業債務や過剰生産能力の拡大につながる恐れがある。業界団体なども警鐘を鳴らし始めている。

２．３．５　民営 SP ケミカルズ及び国営 2 社によるエタンクラッカー稼働、新設計画

（1） SP ケミカルズ による中国国内初のエタンクラッカー稼働

・シンガポール系の SP ケミカルズが江蘇省の泰興経済開発区において、中国では初めてのエチレン生産 70 万トン/年のエタンクラッカーを建設、8 月にエタン原料を投入し、2019 年秋に稼働を開始した。
・エタンやプロパンを原料とする。エタン原料は、INEOS 社のエタン専用船で米国シェール由来エタンを輸入するものである。

（2） 中国石油化工（SINOPEC）グループ蘭州石化分公司によるエタンクラッカー建設計画

・自社ライセンスによる中国初のエタンクラッカープロジェクトで、陝西省榆林市榆横工業区南区に、80 万トンのエチレン装置を中心に、ポリエチレン（PE）80 万トン、1ーヘキセン（2 万トン）などの装置を建設する。
投資額、108 億 6000 万元（約 1630 億円）で、2021 年 6 月末の試験生産開始を目指しており、新型コロナウイルスで経済が影響を受けても計画通りの建設を進める。
・原料は、長慶ガス田の天然ガスからエタンを回収し、80 万トンの PE などに誘導する。2018 年 5 月に計画を立上げており、約 30 カ月の建設期間を経て来年 4 月の設備完工、6 月末の原料投入を予定する。700 人の雇用創出を目論んでいる。

（3） 中国石油(CNPC)のエタンクラッカー建設

・新疆ウイグル自治区の東南部に位置するバインゴリン・モンゴル自治州コルラ市の石油石化産業園内において、CNPC グループの中国石油塔里木(タリム）油田分公司が、2019 年 6 月 1 日に、100%エタン原料のエタンクラッカーの建設に着手した。2021 年 6 月の完工を目指す。
・タリム油田は国内の天然ガス生産量の 6 分の 1 を占め、2020 年には 310 億立方メートルに達する見込みである。
タリム油田の豊富な天然ガスと、中国石油のエチレンプロセスを用い、60 万トンのエチレンを製造し、各 30 万トンの高密度ポリエチレン（HDPE）や直鎖状低密度ポリエチレン（LLDPE）を生産する。
・1989 年のタリム石油分公司の開業以来、同地区での最大規模の投資プロジェクトになる。中国国内でエタンクラッカーの計画は複数あるが、全てエタン原料のエチレン装置は初めてで、液化天然ガスやナフサ、石炭化学ベースのエチレン製造より収率が高く、エネルギー消費やコストも低減できる。
・タリム油田公司は、タリム盆地で天然ガス・原油の採掘から、石油精製・化学品製造、研究開発などまでを一貫で手がけている。
サプライチェーン強化のために川下の化学品製造を検討してきており、2017 年からは、既に、100 億立方メートルの天然ガスから 76 万トンのエタンを分離するなどの作業を開始していた。

・総投資額は 90 億 5000 万元(1,538 億円)で、完成後は年 10 億 2900 万元（約 175 億円）の利益を見込んでいる。タリム油田の豊富な天然ガスを原料に資源から化学品までの一貫生産で競争力を高める。

２．３．６　中国の大型石精設備投資新設による燃料油供給過剰と輸出急増の影響

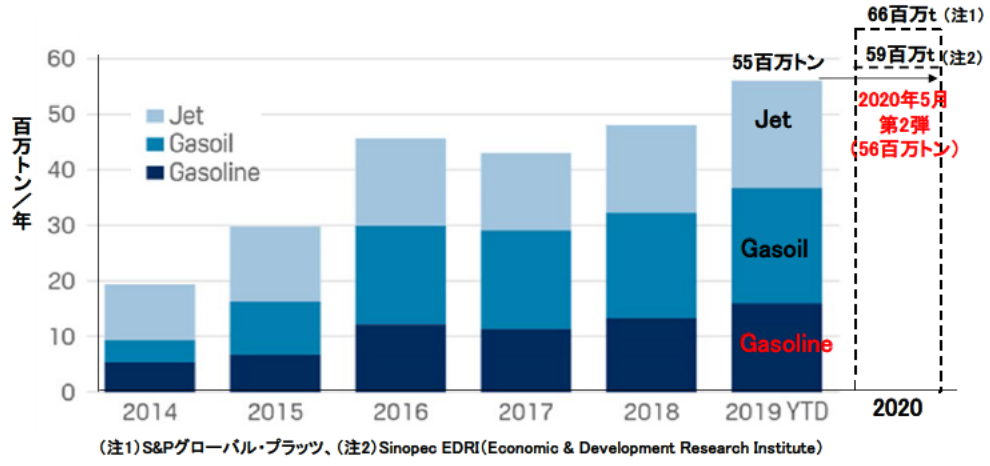
中央政府の方針に準じて、全ての数字が作上げられる中国では、第 13 次 5 ケ年計画の完全達成を緩めていない。国営の SINOPEC が表明した通り、新型コロナウイルス感染拡大危機でも、石油精製及び石油化学における大規模設備投資の陰りは少ない。
したがって、石油・石油化学製品の供給余剰、特に、化成品原料を確保するために副生する石油製品は中央政府の意に反して、加速度的に余剰感を強めている。

（１）　全人代による「石油流通法」の認可（2020 年 6 月 30 日）までの経緯

・2019 年 12 月下旬、中国国務院は政府機関に対して、民間精製会社が石油製品輸出できるような施策と計画を作成するよう指示した。
ただし、中央政府は原油輸入や石油製品輸出の急激な増加による国際的な非難を避けるために、輸出権を使って石油製品輸出量を調整しており、複数回に分けて輸出権が割当てられる（2017 年は 5 回、2019 年は 3 回であった）。

・中国商務部は、2019 年 12 月に 2020 年第 1 弾の輸出権（ガソリン、軽油、ジェット燃料）27.99 百万トン、2020 年 5 月に第 2 弾 28 百万トンを国有 5 社に割当てた。これらの合計約 56 百万トンは 2019 年の輸出権合計の 100%に当たる（図表 2.3.3 参照）。

図表 2.3.3　中国政府による石油製品の輸出割り当て量推移と予測



（出所）Reuters、”China issues second batch fuel export quotas for 2020, all to state firms: sources”20200511 他、に基づき RING 作成

・民間精製会社への割当ては第 3 弾以降となり、山東省の小規模で内陸立地の会社よりも、恒力石化や浙江石化のような大規模で輸出能力を有する会社に優先的に割当てられるものとみられている。
大手民営恒力集団大連長興島の大規模工業団地は、2019 年 12 月操業開始以降も、新型コロナウイルス感染拡大危機にもかかわらずフル稼働を続けている。

・これとは別に 2020 年 4 月に、LSFO（Low Sulfur Fuel Oil）の輸出権 10 百万トンを国有 4 社（Sinopec 4.29 百万トン、CNPC 2.95 百万トン、CNOOC 0.86 百万トン、Sinochem 0.9 百万トン）と、民間では初めて浙江石化（1 百万トン）に割当てた。

2020 年中に、更に 5 百万トンの輸出権が付与される見込み。

・民間会社への輸出認可によって、これまで国有会社に割当てられていた輸出権を民間会社へ譲ることになるかもしれない、と S&P グローバル・プラッツは報じている。
また S&P グローバル・プラッツによると、2020 年の輸出権の割り当ては前年比 18%増の 66 百万トンと予想されている。一方、Sinopec EDRI（Economic & Development Research Institute）によると、中国の石油製品輸出量は 2019 年の 55 百万トン（約 110 万 BD）に対し、2020 年は 59 百万トン（約 118 万 BD）に達するものと予想している。

・日本の 2018 年度燃料油輸出合計は、31,952 千 KL（TOP 換算：651 千 BD（＝31,952 千 kL/0.935/0.904/0.159/365）であるから、既に、2020 年 5 月時点で、日本の輸出量の 2 倍以上（TOP 換算 132 万 BD：(5,600 万ﾄﾝ/500×10＝112 万 BD）/0.935/0.904)）の中国ガソリン、軽油、ジェット燃料がアジア市場に流込むのである。

（２） 中国パラキシレン生産能力の急増と韓国パラキシレンの中国輸出減少
中国の精製設備能力の大余剰で、ついに、「石油流通法」に基づき、従来曲がりなりにも国家統制を行ってきた原油処理、燃料輸出枠が緩和される方向にあり、民間石油精製の稼働が急激に上がり、民間からの燃料油輸出が急増する懸念を孕んでいる。
内需振興政策に失敗して、鉄鋼が世界中に放出されたような同様な市況混乱が再現される可能性があり、今後、中国の輸出状況を注視しておく必要がある。
・2019 年までの中国パラキシレンの輸入拡大状況
中国ではポリエステル原料の高純度テレフタル酸（PTA）の国内生産が増続けるなかで、PTA 原料の PX の輸入も拡大の一途をたどってきた。
－輸入は 2015 年に 1,000 万トンを突破し、2018 年は前年比 10.1%増の 1,590 万 3500 トンとなり、過去最多を更新、近年の伸び率は 2016 年の 6.1%を除き 2 ケタで推移してきた。
－2019 年は 1～6 月で前年同期比 3.1%増の 790 万 6000 トン、廃プラスチックの輸入禁止などによって例年より需要が好調だった前年の反動、中国の国内生産拡大などが伸び率の低下に影響した。
－2018 年は、1,590 万 3500 トンのうち最多の韓国品が 660 万 5100 トンを占め、2 位が日本品の 243 万 3800 トンである。
特に、インド品の伸びが顕著で、2016 年は 15 万トン強に過ぎなかったが、2017 年は 80 万 4600 トンに急増し、2018 年は 108 万 3000 トン、2019 年は 1～6 月で前年同期比 29.2%増の 61 万 9200 トンとなり、台湾品を抜いて 3 位に浮上している。
ベトナム品は、2018 年が 22 万 700 トン、2019 年は 1～6 月で 24 万 7600 トンと 2018 年の年間実績を超えた。インド、ベトナムでは 2017 年から 2018 年にかけて新増設が行われている。

・中国パラキシレン大型設備の稼働開始相次ぎ、輸入減少
－中国のパラキシレン（PX）の輸入が引き続き減少している。
2019 年 5 月、恒力石化新規 PX プラント（450 万トン/年）が稼働を開始、引き続き 2019 年 12 月には浙江石化の新規大型プラント（400 万トン/年）が稼働した。また、2019 年 10

月にも、恒逸がブルネイで年産150万トンの新規プラントを立上げた。
生産が急増したことで、輸入は9年ぶりに減少に転じている。
－2019年1～4月は恒力石化の本格稼働開始前で、月140万トン前後を輸入していたが、これを機にPXの輸入は減少傾向に転じ、2019年は年間で前年比5.8%減の1,498万トンにとどまった。2020年の輸入は、1～4月で前年同期比15.2%減の479万1354トンと、大幅に減少している。
－このうち韓国品が13.1%減の185万4338トン、日本品が21.2%減の65万3703トン、インド品が25.3%減の39万4498トン、台湾品が19.1%減の37万200トンなど軒並み前年割れの状況である。
インドネシア品は現地設備の再休止によって、前年同期の約18万トンからゼロ、中東品ではサウジアラビア品（79.7%減の7万1508トン）、クウェート品（50.2%減の9万トン）の減少が著しい一方、イラン品は19倍の14万トン。域外品は流入していない。ブルネイ品が38万トンと上位に食込んでいる。

２．３．７　韓国および中国燃料油の日本への流入増加

2009年施行のエネルギー供給構造高度化法をきっかけに製油所の設備削減や業界再編が進んだ。約10年で精製能力は27%削減されたが、余剰品が減った日本市場は輸入対象になっている。

（１）　韓国から日本へのガソリン、軽油の輸入量増加とその影響

・韓国のガソリンの輸入価格は1キロリットル約3万8000円と国内のスポット（業者間転売）品より7,000円（16%）ほど安い（リム情報開発）。
・韓国の中国輸出依存量は大きい。中国の内製化が進むほど燃料油もアジア市場からあふれ、日本市場に「ブーメラン現象」で流入する。
・年平均で見ると2019年は2017年のほぼ2倍になった。2019年のガソリン輸入は前年比で10%多い230万キロリットルに達した。

（２）　輸入相手国

・輸入相手国の顔ぶれも変わりつつある。韓国からの7月の輸入量は約25万8千KLだったが、全輸入量に占めるシェアは58%と1年前から22ポイント低下した。代わりに存在感を高めたのが中国で、7月の輸入量は約14万2千キロリットル。国別シェアは前年比13倍の32%に達した。
・2016年以降、山東省などの地方製油所が原油処理能力を高めた。今春、原油価格が急落した局面で中国は原油輸入を増やしており、これがガソリンとなって日本などに流れている。中国の輸出攻勢がアジアの市況を軟化させ、韓国からシェアを奪っている。

（３）　アジアのガソリン市況軟化、日本の石油精製設備能力削減加速化懸念と備え

・直近では、新型コロナウイルスの影響でアジアのガソリン市況は一段と軟化している。
アジア市況が一段と下がれば、輸出採算悪化で、日本からの輸出にストップがかかる可能性もある。
韓国からの輸入拡大が続く中、輸出が滞れば国内の需給が一段と緩み、石油精製能力余剰が顕在化し、新型コロナ禍も拍車をかけて、日本の精製設備能力の整理が加速する可能性

大である。

・日本の石油コンビナートは、短中期の国際競争力強化の備えと長期的観点からの低炭素次世代コンビナート構築の準備を早める必要がある。

２．４ シンガポールにおける新たな経済発展と低炭素・循環型経済システム構築計画

２．４．１　シンガポール、ジュロン工業団地調査の背景と目的

・シンガポールは、アジア圏の貿易の中核に位置する有利な立地条件のもとに、石油及び石油化学製品の中継基地として、政府が掲げる国家成長戦略に基づき目覚ましい発展を遂げてきた。特に、世界メジャーのエクソンモービル（EM)、英蘭シェル（RDS）を中心に世界の石油・石油化学企業の誘致に成功し、世界有数の工業団地を形成した。

・その後も、小国家として存続の危機感を背景に、シンガポール政府が掲げる国家成長戦略に基づき、アジア圏の要として発展してきたが、近年は世界が注目するような戦略が見られなく、手詰まり感すら漂う。

一方、シェールガス革命第２波の影響を直撃されそうな中、EM、RDS はジュロン島、ブコム島工業団地をアジア圏における国際競争の重要な前線基地とする方向は変わっていない。

2019 年度 RING 調査団（シェルアムステルダム研究所）でも、ブコム工業団地は、RDS 社のアジア圏の重要基地として位置づけて、水素化分解技術を要とする石油精製とエチレン装置とのインテグレーション、石化原料多様化戦略を進めていることを確認した。

・昨年度からは、このような国際競争力強化に加えて、シンガポール政府は CO2 削減、循環型経済への表明と調査を開始した。工業団地内各社も思惑を持ちながらも、政府と協調する方向で進んでいる。

・そこで、ジュロン工業団の EM を主とする中期戦略及びシンガポール政府との低炭素、循環型経済に向けた取組みの実態調査を通して、日本のコンビナートの基盤を活用した次世代課題を抽出する。

２．４．２　経済、エネルギー事情（日本との比較）

（１） 小国家シンガポールの発展、ジュロン ver2.0

シンガポールは、東京都 23 区程度の小さな国土に、570 万人（2019 年）が住む国家というよりタウンである。シンガポール人は、帰国するときは、「タウンに帰る」という。1965 年にマレーシアから分離独立し、当初は資源も富もない国からスタートした。

規模は異なるが、日本と類似点の多い国である。

初代首相リー・クアンユーが一党独裁の強力なリーダーシップの元、現在に続く経済発展の基盤を築いた。改革の柱に掲げたのが以下の 3 点である。

・外資の誘致

独立当初は、国内企業の育成を図ったが、国内市場規模が小さいことから、発展が望めないことから、外資誘致の経済政策に方針転換した。

シンガポール西部の 7 つの島を埋め立てて、ジュロン島工業団地を整備し、外資企業への優遇措置（ジュロン ver1.0、2.0）を取った結果、産業の急速な工業化が進み、シンガポール最初の経済成長がなし遂げられた。

その後も、アジア圏の十字路に立地する良好な貿易立地に恵まれ、シンガポールへ投資する企業や参入企業の精製面の優遇措置により、金融や IT などの外資企業が大量に流込ん

だ。更に、シンガポールに一定額以上を投資する富裕層には永住権を与えるなど、富裕層の取込みにも積極的に動いた。
その結果、1980 年～2010 年まで、平均 GDP は 7%以上の安定成長を遂げてきた。

・エリート教育
シンガポールは少ない人材を活用するため、徹底した実力主義で知られている。PSLE という全国統一テストを小学校 6 年生(11 または 12 歳)で受ける。
これは彼(女)らの人生を大きく左右する可能性のある重要な試験で、この結果によって、中学校やその後の進路まで大まかに決まってしまう。
その後、進学先の学力レベルに応じて GCE という学力調査を卒業時に受け、全てに合格した生徒のみが国立大学に進学することを許される。その条件に満たなかった生徒は海外の大学に進学することも珍しくない。
そしてトップの成績で大学に進学した学生には、学費・海外留学無料＋生活支援金が助成される優遇処置があり、徹底した実力主義をシステム化した。日本も飛び級や優遇措置制度があったが戦後の GHQ によって廃止された。

・GLC(Government Linked Company、政府関連企業)の存在
日本でいう国策会社のようなもので、テマセクホールディングスという政府の株式保有率 100%の持株会社が管理し、政府の方針に沿って企業戦略を策定していく。GLC の幹部は、エリート教育でトップレベルの成績を残した優秀層が就任する。
ただし、就任後も厳しい実力主義が敷かれており、役職獲得への競争は厳しい上、経営不振の場合は事業売却、停止の可能性もある。
シンガポール貿易産業省下の政府機関である経済開発庁（EDB）へは、RING 調査団も複数回訪問調査している。
なお、EDB、JTC が管轄する産業は、シンガポールの GDP の 3 割以上を占めている。
EDB の若いエリート達は、楽でもっと収入の多い金融関係に転職する例が多いという。

（2） 近年のシンガポール経済
シンガポールはマレー半島の南端に位置し、東洋と西洋を結ぶ港湾拠点という貿易のハブとして、アジア、とりわけ中国経済の高成長の恩恵を享受し、急成長を遂げてきた。
2010 年をピークにシンガポールの経済は安定期を迎えたと言われている。それには次の二つが大きな要因になっている。

・中国の成長鈍化による貿易高の減少
シンガポールは政府主導で工業立国に乗り出し、人口 570 万人の小さい国土にもかかわらず、2013 年まで年間 40 兆円以上の輸出額(日本の半分程度)を誇っているが、中国市場が成熟していくにつれてその額は減少、現在では 8 年前と同等の水準に留まっている。

・外国人受け入れの制限
シンガポールは独立当初から外国との協働によって経済を作上げてきたが、移民に寛容に対応し、優秀な海外の人材を積極的に取込んだ結果、国民の 4 割以上が移民といわれる

世界的な多民族国家になった。
これにより、職を奪われ、地価、物価も高騰し、貧富の差が広がり、貧しい生活を送らざるを得なくなったシンガポール人が増えてきている。
その結果、この一方的な経済発展を最優先としてきた政府に反対の声が上がり始めている。そこで、2013 年から’Strong Singaporian core’と呼ばれる政策方針を打ち出し、これにより、就労ビザの取得には一定水準の収入が必要になるなど、対応が進んでいる。
しかし、この政策は、シンガポールの強みである外資誘致政策に歯止めをかけることになる。このジレンマをどう解決するか、シンガポールは岐路に立っている。

（3） 持続可能な経済成長の達成と課題

・日本との比較で、シンガポール経済指標 2007 年と 2009 年を比較する（図表 2.4.1 参照）。

図表 2.4.1 シンガポールの経済発展（2007 年対比 2019 年）

	シンガポール		日本		日本/シンガポール
	2007	2019	2007	2019	2019
人口（百万人）	4.6	5.7	128	126	22.1
GDP（兆円）[1]	19	41	482	559	13.7
一次エネルギー石油換算（百万トン）[2]	57	86	524	446	5.2
一次エネルギー石油依存度（%）[2]	86	86	44	40	0.5
石油の消費量（百万トン）[2]	49	74	230	182	2.5
GDPに対する研究開発費の割合（%）[3]	2.32	1.94 (2018年)	3.34	3.26 (2018年)	1.7
原油処理能力（百万BD）[4]	1.3	1.5	4.6	3.3	2.2
エチレン装置能力（百万トン）[5]	2.0	4.0	7.3	6.2	1.6

1) 世界銀行 $1＝110円で換算、2)BP Statistics、3)UNESCO、4)BP Statistics（カレンダーディ･ベース）、
5) 世界の主要石油化学プラント METI、

（出所）日本・シンガポール統計局、石油化学工業協会、JETRO、経産省、重化学工業通信社、科学技術振興機構、BP Statistical Review of World Energy,June 2019

・GDP は 19 から 41 兆円（日本：482→559 兆円）と、2007 年は、日本の 4%に満たないところから、2019 年には 7%弱まで成長した。また、一次エネルギー消費も 1.5 倍に増加した。シンガポール政府は、研究開発費にも多くを投入し、経済発展の一手として、AI への巨額投資、起業家の支援、周辺途上国への輸出など、次なる経済成長の機会を探っており、アジアの臍に位置する利点を背景に、影響力を発揮していこうとしている。
日本と異なり、経済規模が小さいので、EDB のもとに国家成長戦略、政策、土地の全てを横割りで考えられる組織形態を成しており、日本が参考にすべきことも多い。

・ジュロン ver2.0 もシェル及びエクソンモービルの大型化が完了し、更なる成長のためには、土地不足、用役高、人件費高、人口の逆ピラミッド化、年金問題等、多くの課題を抱える。

特に、生産年齢人口は 2015 年にピークを迎え、総人口も移民なしでは 2031 年には減少に転じると推計されており、人口増加を背景とした経済成長は今後難しいとされている。

・未来経済委員会の設定

シンガポール政府は不定期に経済の成長戦略を立案する委員会を設置しており、2009 年に設置された「経済戦略委員会（2010 年発表）」の戦略と比較する。今回の持続可能な経済成長（毎年 2～3%実質 GD 成長率達成）を掲げた「未来経済委員会」で、目新しいのは「デジタル技術能力の強化」くらいで、「未来経済委員会」と名前が変わったものの、概ね前回の戦略を引続き実行していく形である。

（4） コロナ禍による経済ダメージ：ASEAN5＋インド全てがマイナス成長に陥る

コロナショックの影響により、アジア経済の見通しは大きく悪化している（図表 2.4.2 参照）。一部の予測では、シンガポールとタイでは 2020 年の成長率がマイナスである。
インドネシア、フィリピン、インドは約 5%以上の急速な成長の終焉に直面している。
失業率の増加は地域全体に拡大し、その潜在的な社会的悪影響が払拭できない。

図表 2.4.2 ASEAN 地域(+中国・インド)の年間 GDP 成長率

国	2019	2020			2021（予想）		
		4 月	Jun	Sept	4 月	Jun	Sept
インドネシア	5.0	2.5	-1.0	-1.0	5.0	5.3	5.3
マレーシア	4.3	0.5	-0.4	-5.0	5.5	6.5	6.5
フィリピン	6.0	2.0	-3.8	-7.3	6.5	6.5	6.5
シンガポール	0.7	0.2	-6.0	-6.2	2.0	3.2	4.5
タイ	2.4	-4.8	-6.5	-8.0	2.5	3.5	4.5
インド	4.2	4.0	-4.0	-9.0	6.2	5.0	8.0
中国	6.1	2.3	1.8	1.8	7.3	7.4	7.7

（出所）「アジア開発見通し更新 2020 年 9 月」、2020 年 11 月 15 日

２．４．３ シンガポールのエネルギー事情

・一次エネルギー消費量（2019 年）

アジア圏の一次エネルギー消費は、依然として石炭の消費が多く、全消費量の 6 割も占めている(図表 2.4.3 参照)。中国、インドのけた外れの石炭消費に起因する。石油 35.4%、天然ガス 15.5%と続く。石炭、石油の化石燃料の依存度が高いことから、アジア圏への CO2 排出削減の高まりで、石炭消費に代わり天然ガス消費が拡大する方向にある。

図表 2.4.3　アジアの一次エネルギー消費量（2019 年）

石油換算（百万トン/年）2019年

項目	アジア		インド		マレーシア		シンガポール		日本	
再生可能エネ	260	4%	29	4%	1	1%	0	0%	27	6%
水力	382	6%	35	4%	6	6%	0	0%	16	4%
原子力	139	2%	10	1%	0	0%	0	0%	14	3%
石炭	2,934	47%	452	55%	21	21%	1	1%	118	26%
天然ガス	752	12%	52	6%	36	36%	11	13%	94	21%
石油	1,717	28%	249	30%	37	37%	74	86%	182	40%
合計	6,183	100%	827	100%	101	100%	86	100%	450	100%

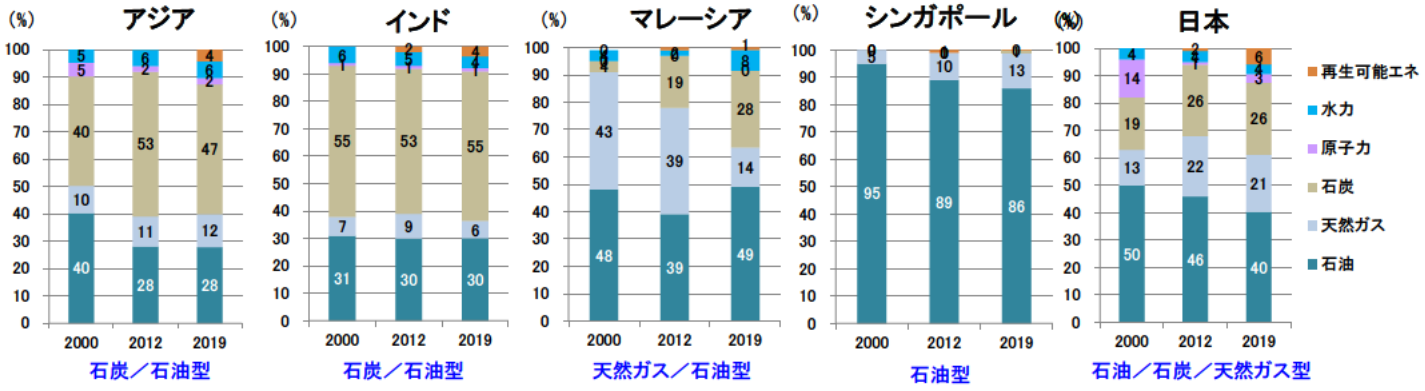
（出所）BP Statistical Review of World Energy に基づき RING 作成

・一次エネルギー消費構成比率（消費量ベース）

一方、シンガポールの一次エネルギー消費は他の ASEAN 諸国に比べて低いものの、石油消費が 86%も占めており、これが国内のエネルギー価格不安定及び用役コスト高の要因となっている（図表 2.4.4 参照）。

シンガポールは、パリ協定に批准しており、二酸化炭素削減を強いられていることもあって、LNG の輸入拡大を進めてきた。今後も方針は変わらない。

図表 2.4.4　アジアの一次エネルギー構成比率（消費量ベース）



（出所）　BP Statistical Review of World Energy を基に RING 作成

2．4．4　国家戦略「Plug & Play」とジュロン・ブコム工業団地の状況

アジア圏の十字路に立地し、世界メジャーの英蘭 Shell（RDS）及び、エクソンモービル（EM）及び誘致の成功をきっかけに、貿易のハブ港及び世界有数の工業団地へ発展していった。その経緯を踏まえて、「Plug & Play」の現状と課題、政府の新たなエネルギー政策と政府支援状況について調査する。具体的には、LNG 基地、地下備蓄、バイオ燃料導入等の実態と計画について調査し、中国の内製化拡大との関係を鑑みながら、アジア圏におけるシンガポール工業団地の今後の影響力を考察する。

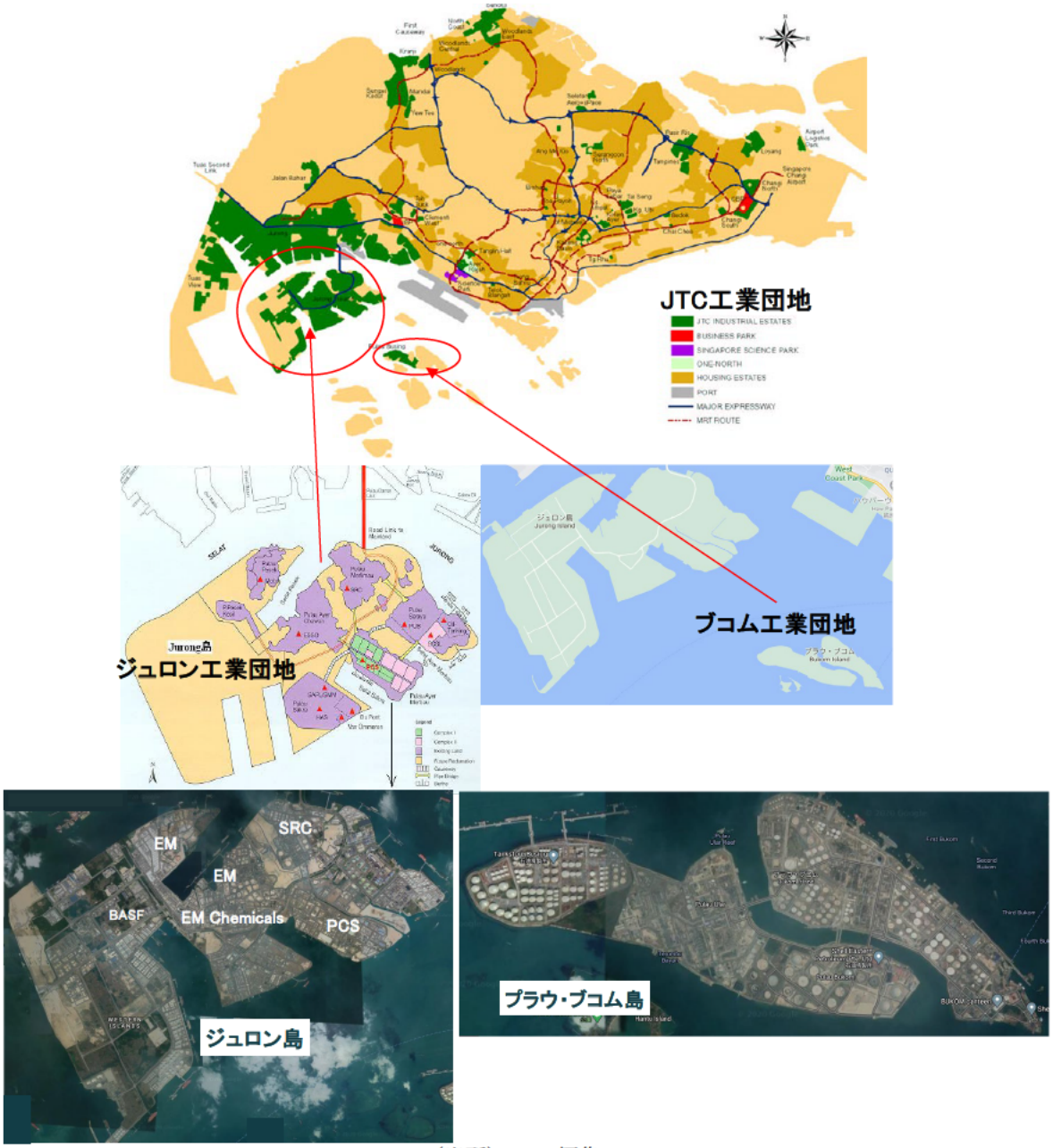
（1）　シンガポール国家戦略と石精石化工業団地発展の関り

・シンガポールは、島への投資を誘引する目的で土地を開発してきた。土地利用の可能性が

限られているため、Changi 空港、Marina 湾事業区を開発し、石油精製及び石油化学産業を収容する目的で土地計画が再生された。

・シンガポールの石油精製と石油化学産業に貢献した 2 つの主要な工業団地は、ジュロン島とブコム島である。島の発展の歴史は、シンガポールにおける石精及び石化産業の発展経過そのものである（図表 2.4.5 参照）。

図表 2.4.5　シンガポール・ジュロン、ブコム工業団地



（出所）RING 編集

・ジュロン島工業団地の発展

－シンガポール本島南西部に位置し、約 32km2 の面積を有する。サイトは、製油所、石油化学及び化学会社、例えば ExxonMobil Refinery and Petrochemical Complex が立地する。

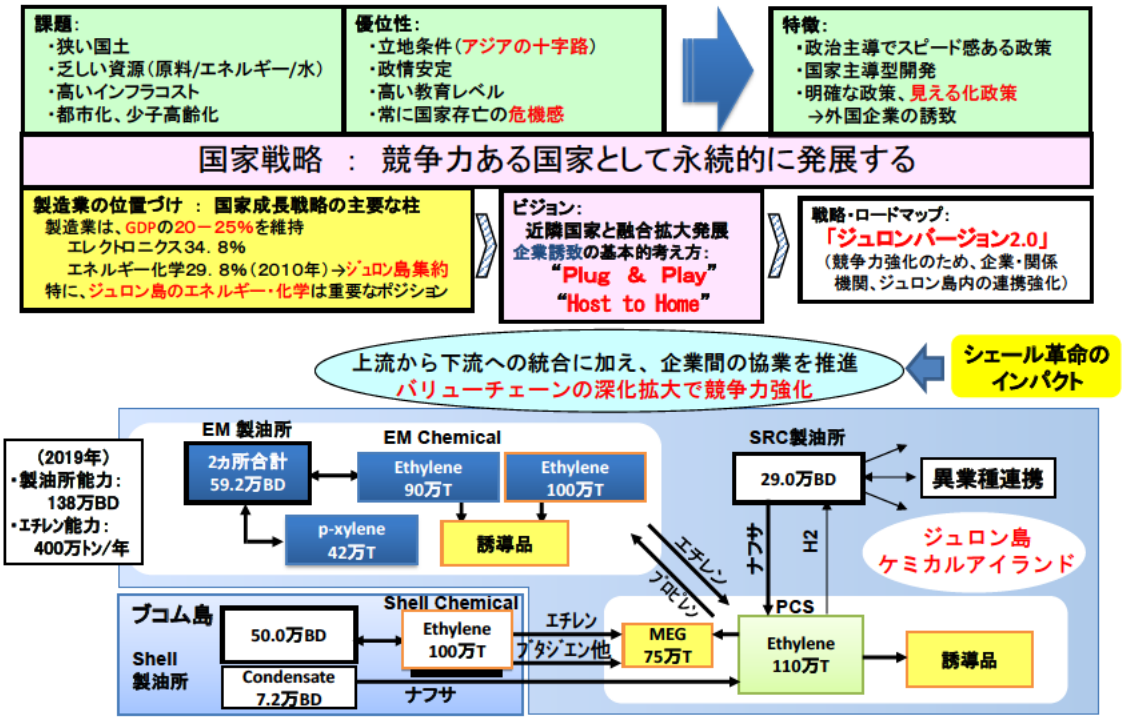
－ジュロン島工業団地の歴史は、1980 年代に始まり、政府は、経済の電子機器製造への依存度を低減するための主要な地域化学ハブ構想を打立てた。
シンガポール経済開発委員会(EDB)は、世界中の主要な化学会社をジュロン島に誘致するために埋め立て計画に出資することを奨励した。1995 年に土地埋立が開始され、2000 年 10 月に同島が正式に開設された。
－この時までに、島には 60 以上の石油、石油化学、スペシャルティ化学、支援企業があり、既に、200 億ドル（≒2 兆円）以上を投じていた。
－ジュロン島の発展を管理するジュロンタウン株式会社(JTC)によれば、2019 年に同島に設立されていた産業企業は 118 社であった。

・ブコム島工業団地の発展
－ブコムアイランド工業団地は、シンガポール本島の南側 5km に位置し、約 1.45km2 の面積で、Shell 製油所-石油化学工業団地が立地する。
－ブコム島の歴史と石油取引は、1891 年、ロンドンの M. Samuel and Co.がロシアからの灯油の輸入、流通のための基盤としてシンガポールを使用することを決定し、シンガポールの商人代理店ハウスである Syme and Co.を指定して、石油タンク貯蔵所を設置・管理したときに始まった。
－1897 年、M. Samuel and Co.は、急速に拡大する石油事業を営むために、別会社 Shell Transport and Trading を設立した。その後、1907 年にロイヤル・オランダ石油会社と合併し、世界の主要エネルギー会社の一つであるロイヤル・オランダシェルを形成した。
－1959 年、Shell 社シンガポールで初めてブコム島に石油精製所を設立する計画を発表した。製油所は 1961 年 7 月に正式に開設され、処理能力は 2 万 BPD であった。
1980 年まで精製能力が追加され、処理能力は 50 万 BPD に引上げられた。
－2010 年 5 月にシェル東部石油化学コンビナートが開設された。
完成までに 4 年間を要し、費用も 41 億ドル（≒4,300 億円）投じられた。石油化学プラントはブコムとジュロン島の間を海底パイプラインで結ばれた。
石油化学サイトには、エチレンクラッカー複合体とブタジエン抽出設備を有す。

・ジュロン島とブコム島工業団地の連携
ブコム島とジュロン島は、シンガポール海峡の海域で隔てられているが、両島の間では連携が図られている。
例えば、ジュロン島の PCS にナフサを供給するために、ブコム島に 7 万 BPD のコンデンセートスプリッタを建設した。このプロジェクトのコストは約 1 億ドルで、これは Shell 社と PCS の間で分割された。このプラントは 2000 年に試運転され、4.5km の海底パイプラインを介して石化原料ナフサを供給している。

・図表 2.4.6 に、シンガポール国家戦略とジュロン及びブコム工業団地発展の経緯をまとめる。

図表 2.4.6　シンガポール国家戦略と石精石化工業団地発展の関り



（出所）2013 年度 RING アジア調査団報告書を改定、TOP 能力には、コンデンセート処理能力含まず。

（2）　プラグアンドプレイ・シンガポール

・プラグアンドプレイ・シンガポールは、ブコム島とジュロン島の連携プログラムに加え、産業とテクノロジーの連携を図るために開発された。その目的は、世界一の企業と、これまでに開発された最新のイノベーションを結びつけることにある。

2010 年にアジア太平洋地域の拠点として設立された「プラグアンドプレイ・シンガポール」については、Finance、保険、貿易、健康、持続可能性、端材プラスチック廃棄物の産業・テーマに絞込んでいる。また、フェイスブックなどのパートナーと共同で各種プログラムを進めている。

－近年のプラグアンドプレイ・シンガポールの取組み例

特に、石油化学産業にとって特に興味深いテーマは、最終プラスチック廃棄物である。

プラグアンドプレイ・シンガポールは、「廃棄プラスチックを無くす国際アライアンス」（Alliance to End Plastic Waste）と提携して、毎年、プラスチック廃棄物の海洋投入量を減らす努力を行っている。このプログラムの目的は、毎年 300 万トンを超えるプラスチック廃棄物が外部環境に出ることを防止することによって、毎年 800 万トンのプラスチック廃棄物が海洋に出ることを削減することである。

この課題に対応して、プラグアンドプレイ・シンガポールは最近、最終的なプラスチック廃棄物をなくすことをサポートする 11 のスタートアッププログラムを選択した。

これらのスタートアップの焦点は、「廃プラスチックの回収・管理・分別」、「リサイクル・加工技術」、「再生プラスチックからの価値創出」である。

－BluePhin

BluePhin は、商業用水域の浮遊廃棄物を収集できるスマートロボットである。

BluePhin は、Alliance to End Plastic Waste のスタートアップ選択プログラムの目的と基準を満たす一例である。

・ジュロン島に進出する企業側の魅力は、関連企業が近接しており、配管敷設等の初期投資が抑えられること、エンジニアリング、ユーティリティ、庶務業務等の運営コストの抑制ができることである。
GDP は 300 億シンガポールドル、その中でも Shell 及び ExxonMobil の存在とその中長期経営戦略がシンガポール経済に与える影響は大きい。
Shell 社の収入が大きく、2019 年では、840 億ドル（≒8.7 兆円）、EM 社は 121 億ドル（≒1.3 兆円）である（図表 2.4.7 参照）。

図表 2.4.7　シンガポールの主要産業事業収入

企業	2017	2018	2019
ExxonMobil[1]	米ドル 11.589B	USD13.689B	12.128B 米ドル
シェル[2]	USD 62.046B	89.811B 米ドル	84.282B 米ドル
SRC	TBC	TBC	TBC

（出所）1"ExxonMobil 2019 Form 10-K"2020 年 11 月 15 日、2「シェル年報 2019」2020 年 11 月 15 日他

２．４．５　ブコム、ジュロン工業団地における各主要企業の現状と新たな展開

以下に、シンガポールに進出した主要企業の資本関係の経緯と現状をまとめる。これらの企業は、今後とも、シンガポール経済の持続的発展を支える重要なサイトである。各中核企業の中長期経営戦略の動向を今後とも把握して、アジア圏及び日本への影響を考察していく必要がある。

（１）　ExxonMobil　Asia Pacific（図表 2.4.8 参照）

・エクソンモービルは、1893 年にシンガポールで、モービルオイルブランドで灯油や潤滑油を販売する石油企業として設立した。
モービルは、1963 年に 1.8 万 BPD の製油所を建設し、1970 年代後半までに 18 万 BPD に拡大され、現在は 30 万 BD の能力を有す。
エクソンは、1960 年代後半、最終的にジュロン島を形成することになる島の 1 つに 9 万 BPD の製油所を建設した。現在は、29 万 BPD 以上の精製能力を有す。
モービルとエッソの両製油所は、1980 年代から 1990 年代にかけて下流の石油化学及び潤滑油施設に出資した。
1999 年、エクソンとモービルが合併し、エクソンモービルの所有となって、59 万 BD の精製能力になった。
また、エクソンモービルは、2001 年にジュロン島に新しい化学プラントを立上げ、既存の製油所及びジュロン島の石化プラントと完全に統合した。
このプラントはシンガポール化学工場と呼ばれ、シンガポール初のスチームクラッカーを持つ。
その後、同工場は 2013 年からスチームクラッカーを増設し、現在のナフサを原料とする

190 万トン/年になった。

・2019 年 4 月、ExxonMobil は、IMO2020 船舶燃料硫黄分への対応を発表した。数十億ドルのプロジェクトによって、低硫黄燃料の生産能力は 4.8 万 BPD 増加する。
稼働は 2023 年に予定されている（「シンガポール製油所での ExxonMobil 拡大プロジェクト」、11 月 25 日)。

図表 2.4.8　ジュロン島のエクソンモービル設備群

（２） Shell Singapore（SEPL and Bukom Ref.：図表 2.4.9 参照）

・ブコム島工業団地の発展で示したとおり、シンガポールにおけるシェルの運転は、灯油の輸入及び流通を含む 1891 年にまで遡る。
1961 年にブコム島で 2 万 BPD の製油所が立上げられ、最終的には 50 万 BPD まで拡大した。Shell Eastern Petrochemicals Complex と呼ばれる統合石油化学工業団地が 2011 年に立上げられた。

・IMO2020 船舶燃料硫黄分規制に準拠するために、シェルが生産した Very Low Sulfur Fuel Oil（VLSFO)は、0.5%の硫黄分で船舶輸送会社に提供されている。

・2020 年 11 月には、製油所の運転を大きく変更し二酸化炭素排出量を 2050 年までにゼロにすることを表明した。
そして、製油所の処理能力を 50 万 BPD から 25 万 BPD に半減する計画である。シンガポールの経済に大きなインパクトを与えることが懸念される。

図表 2.4.9　Shell ブコム製油所

（3） Singapore Petroleum Company（SPC）

・Singapore Petroleum and Chemical Company は 1969 年に設立され、その後 Singapore Petroleum Company に改称された。前述のように、SPC は、SPC、BP、シェブロンの合弁会社として 1979 年に設立された Singapore Refining Company（SRC）の株式を所有していた。SPC は 2004 年に BP のシェアの半分を購入し、その後 2009 年に PetroChina に買収された。SPC は、PetroChina の完全子会社として、ブコム島近辺の Sebarok 島にターミナルを運営している。また、シンガポール北部のガスプラットフォーム及びシンガポール南部のスマトラに接続するガスパイプラインのネットワークを部分的に所有している。SPC で管理しているサービスステーションは 40 カ所ある。

・今後 5 年間、PetroChina は、より統合された天然ガスと電力、地熱、風力発電、及び太陽エネルギーと水素に焦点を当てた低炭素プロジェクトに投資すると見られる。同 5 年間に、年間 15 億ドル（≒1,560 億円）を投入する見込みである。

（4） Singapore Refining Company（SRC：図表 2.4.10 参照）

・SRC は、1979 年に Singapore Petroleum Company（SPC）、BP 及びカルテックス（Chevron）の合弁会社としてスタートした。
ジュロン島には 7 万 BPD の製油所が建設され、その後 29 万 BPD に拡大された。
2004 年、BP は SRC のシェアを SPC とシェブロンに均等に売却した。これに続いて、2009 年に SPC の株式を PetroChina に売却した。

・2014 年、SRC は、2.6 万 BPD ガソリン脱硫装置、アミン処理装置、重質ナフサスプリッタ、及びコジェネレーション 2 系列 72MW を新設した。このプロジェクトは 2017 年に始まり、ユーロ 4 および 5 仕様の自動車ガソリン生産ができるようになった。

・ジュロン工業団地の中では、特に、SRC を核にした近隣各工場との留分、用役等の連携が発達している（図表 2.4.11 参照）。

図表 2.4.10　ジュロン島 SRC 製油所

（出所）SRC

図表 2.4.11　SRC 製油所を核とする近隣異業種との連携

（出所）RING

（5）　Petrochemical Corporation　of Singapore（PCS：図表 2.4.12 参照）

・PCS は 1977 年にシンガポール政府、シンガポール開発バンク、日本シンガポール石油化学会社(JSPC)の合弁会社としてスタートした。現在の所有者は JSPC （50%)と Qatar Petroleum International （QPI)と Shell Petrochemicals （Singapore)で、他の 50%を占めている。

・ジュロン島にある PCS の 2 つのクラッカーは、ナフサ、軽油および LPG のフレキシブルなフィードから、年間 110 万トンのエチレン及び 80 万トンのプロピレンを生産する。PCS は、敷地周辺の化学会社に原料を供給するとともに、水、蒸気、冷却水などの用役も供給している。

・PCS の最近のプロジェクトは、ナフサ輸入基地の新設である。ナフサを輸送する大型タン

カー着桟可能な 24 万トン貯蔵タンク 8 基と 12 万 DWT の液体バースの設置が含まれていた。プロジェクト費用は 8000 万ドル（≒83 億円）で、2017 年 11 月に操業を開始した。

図表 2.4.12　ジュロン島の PCS 施設

（出所）PCS

（6）　BASF

・BASF は、1978 年にシンガポール進出を開始し、その後も同島各地で複数の生産拠点を稼働させている。
ジュロン島の生産拠点は、BASF の機能化学品部門の一部であり、プラスチック用酸化防止添加剤を生産している。
同サイトは 2007 年に建設され、2009 年から BASF グループの一部となっている。

・2018 年 11 月、BASF は、ジュロン工場での酸化防止剤 Irganox®1010 の製造能力の倍増するため、製造ラインを追加することを発表した。新製造ラインは、既存の生産施設に統合されることになり、2021 年初めに稼働することが予定されている。

図表 2.4.13　ジュロン島の BASF 施設

（7）　Linde

・1998 年にメッサー・グリシアム GmbH とテキサコ・ネダーランド N.V.がシンガポール・ガスという合弁会社を結成し、ジュロン島で合成ガスプラントを操業した。シンガポール・ガスは、2004 年にリンデ AG によって買収されリンデ・ガス・シンガポールになった。

・Linde は、2019 年 8 月にジュロン島に統合生産工場を建設すると発表した。この新工場は既存のガス化施設と統合され、水素と合成ガスの生産能力が 4 倍になる。このプロジェク

トは、ExxonMobil 生産拠点の拡大を支援する。投資額は、14 億ドル（≒1,456 億円）とされている。

（8） Neste（図表 2.4.14 参照）

・シンガポールの Neste のプラントは、2010 年にジュロン島で製造を開始した。このプラントは、使用済みの食用油などの廃棄物を原料とし、バイオディーゼルなどの再生可能な製品に転換する。年間 130 万トンの再生可能ディーゼルを生産する能力で設計された。
持続可能性の観点から、Neste の CO2 排出量を低下させることが世界的に認められている。現在の生産計画には、再生可能ディーゼル、再生可能航空燃料、再生可能プラスチック、及び再生可能化学品が含まれている。
将来計画では、追加の原料及び廃棄物の物流を組込んでいる。

・2018 年には、新生産ラインの設置により Neste サイトの能力増強を発表した。
14 億ユーロの投資で、年間 130 万トンの再生可能製品の生産能力を増加させ、2022 年までに稼働する予定である。

図表 2.4.14　ジュロン島の Neste 施設

・再生可能ディーゼルと持続可能な航空燃料（SAF）の世界最大の生産者である Neste 社は、サンフランシスコ国際空港（SFO）からのアラスカ航空、アメリカン航空、ジェットブルー航空のフライトに持続可能な航空燃料を供給する。
Neste は現在、パイプラインを介して SFO に持続可能な航空燃料を供給することに成功しており、空港はこれを「気候変動対応の飛躍」と呼んでいる。Neste の SAF が SFO の燃料コンソーシアムに加わると、空港で運航する商用、貨物、ビジネス航空会社が利用できるようになる。アラスカ航空、アメリカン航空、ジェットブルー航空は、持続可能性への強固な実績のもとで、SFO で Neste の SAF を採用することを約束した米国における初めての主要航空会社である。3 つの航空会社は、ここ数週間のうちに SFO で Neste の SAF を初めて受入れた。2019 年の Neste の売上高は 158 億ユーロ（≒2 兆円）である。2020 年には、Neste は世界で最も持続可能な企業のグローバル 100 リストで 3 位にランクインした。

（9） シンガポール LNG Corporation（SLNG：図表 2.4.15 参照）

・2009 年 6 月、シンガポール LNG 社が、シンガポールで初めてジュロン島に LNG 基地を開発、建設、所有、操業するために 2014 年に設立された。
ターミナルは、2 つの貯蔵タンクによって 350 万トン/年でスタートしたが、急速に拡大し、3 基目のタンク、再ガス化設備、及び 2 桟橋を追加し、年間 600 万トンまで能力を増加した。
更なる拡大で、第 4 の貯蔵タンクを追加し、年間 1,100 万トンまで能力を増加した。
将来需要に応じて、プラントは、年間 1,500 万トンの能力まで拡大できる。

・最近、SLNG は LNG とターミナル電力需要のための低炭素代替案を発表した。
2020 年 3 月、シンガポールのグリーンエネルギー源としての水素の使用を研究するために、シンガポールの 5 社(SLNG を含む)と日本の 2 社、千代田化工及び三菱商事との間で、MOU が締結された。

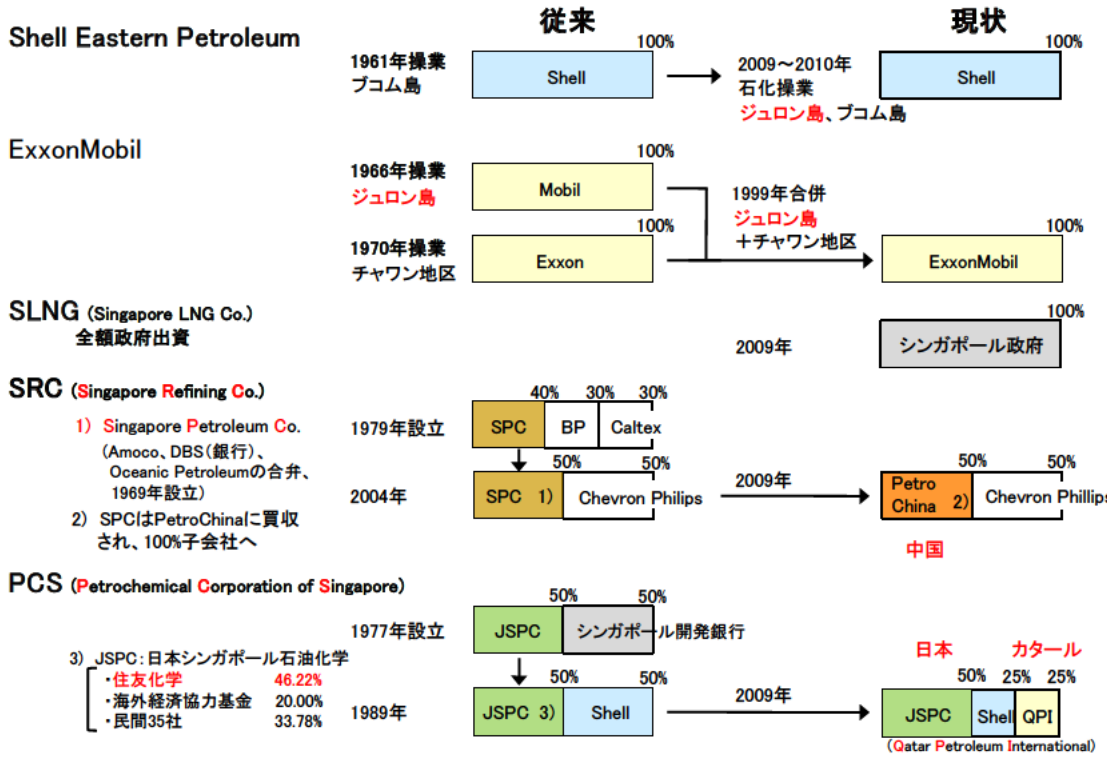
・2020 年 9 月には、SLNG は、太陽光発電による電力を LNG ターミナルに供給するために、Total Solar Distributed Generation (TSDG)と契約を結んだ。このシステムは、800MWh の再生可能エネルギーを生産し、2020 年第 4Q までに完工する予定である。

図表 2.4.15　ジュロン島の LNG 施設

（出所）BASF

図表 2.4.16 に、主要企業の資本関係をまとめる。

図表 2.4.16　シンガポールの主要石油石化企業の資本関係



（出所）RING 作成

（１０）　シンガポールの循環型エネルギー、化学産業強化戦略

・シンガポールでは今年、複数の大型化学プロジェクトとして「循環型」と「川下強化」工事が本格化した。

米エクソンモービルとフィンランド国営 Neste はそれぞれ、製油所の重質留分と食品・植物性廃棄物などを付加価値の高い製品に転換、仏アルケマとサウジ基礎産業公社（SABIC）は、エンプラの生産に乗出す。

コロナ禍を経て、アジア太平洋地域で化学品市場の競争が激化するなか、シンガポールの独自性と長期競争力を確保する動きが始まっている。

－廃棄物からバイオ燃料

－バイオエンプラ事業化

アルケマはポリアミド 11 と、その前駆体の生産設備を建設中。ポリアミド 11 は、ヒマシ油由来のセバシン酸を原料とするバイオエンプラで、世界でアルケマだけが生産している。セバシン酸は、同社がヒマシ油合弁工場を運営するインドから輸入する。

SABIC は、極めて高い耐熱性や機械的強度を備えるスーパーエンプラ・ポリエーテルイミド（PEI）の生産を始める。同社はシンガポールで各種エンプラのコンパウンド工場を運営しており、一貫生産体制を築く。

ポリアミド 11 と PEI はいずれも、シンガポール政府が産業育成に力を注ぐ 3D 印刷の素材にも使われる点も注目される。

－複合材・3D 印刷育成

同国政府は化学川下産業の育成で、産官学連携のもと複合材料と 3D 印刷でエコシステム

の構築を加速している。
CFRP（炭素繊維強化樹脂）に代表される複合材料は、航空宇宙産業や原油・ガス開発分野などで多く使われ、自動車軽量化に資する素材としても注目される。シンガポールが世界シェアの 1 割程度を占める航空機 MRO（修理・整備）産業にとっても重要な素材であり、同国政府は特に熱可塑性樹脂をマトリックスに使った CFRP やその材料のメーカー、加工企業に注目している。一方、3D 印刷は少量多品種生産に適し、製造工程簡素化や部品点数削減も可能にする。
製造業が原料・部材の大半を輸入に依存するシンガポールにあって同技術は、原料輸入依存の軽減、地元製造業の維持高度化への寄与が期待されている。
航空機 MRO のほか、ヘルスケアや海洋資源開発、精密機器などの製造業で、3D 印刷技術の実用化が始まろうとしている。

２．４．６　シンガポールのパリ協定批准と具体的な計画内容

（１）　シンガポールの気候変動戦略

・シンガポールは温室効果ガス(GHG)排出削減の枠組みを定めるパリ協定の批准国であり、2030 年までに GDP 当たりの GHG 排出量を 2005 年比 36%削減する目標を掲げている。

・シンガポールは世界の温室効果ガス排出量の僅か 0.12%を占めるにすぎないが、低地の島都市であるため、海面上昇のリスクは深刻である。
シンガポール政府は、パリ協定への対応の一環として、また、その低地島都市へのリスクの一環として、気候変動を管理するための多くの短期及び長期目標を設定している。
－2030 年までに二酸化炭素換算で 65Mt の排出量をピークに、あるいは排出原単位を 2005 年比で 36%削減することを目指し、排出量を安定化させるための短期的目標である。
－2050 年までにそのピークからの排出量を 33 MtCO2e まで半減する長期的なもので、今世紀後半に可及的速やかに正味のゼロエミッションを達成することを目的としている。
・シンガポール政府の気候データによれば、2017 年の総排出量の 60%は工業部門に由来し、その 75%は石油精製及び石油化学に由来し、続いて輸送が 15%、建築部門が 15%であった。
シンガポールは、パリ協定と気候変動の目標に対処するため、2020 年に気候変動対策計画を策定することに焦点を絞った。
・気候変動緩和政策
－エネルギー効率向上は、再生可能エネルギーへのアクセスに関連する課題を考慮すると、排出量を削減するためのコア戦略である（図表 2.4.17 参照）。
シンガポール政府は、気候変動を管理するための短期的及び長期的な目標のために、エネルギー効率及び排出量を改善するために潜在的障壁を調査し、シンガポール全土にわたるエネルギー効率を改善する政策を決めた。可能性のある政策は、部門固有のエネルギー効率改善を支援するために、インセンティブと規制に基づく対策の組合せである。

図表 2.4.17　エネルギー効率(EE)に対する障壁と考えられる政策オプション

エネルギー効率(EE)の障壁		政策オプション		
資本支出の制約	エネルギー効率への投資はリターンがあっても他の投資案件と競合する	経済全体へのカーボンプライシング	財政支援	課徴金、補助金、払い戻し
				エネルギー効率化融資
初期投資が大きい	エネルギー効率への投資は、初期投資が非常に大きい		能力向上ツール	トレーニングプログラム
				組織的教育
情報の不足	エネルギー効率向上の調査・実行のための時間・人材のコストが大きい			情報提供
インセンティブと果実の分離	投資判断した人が投資利益を得られない		促進・規制のツール・基準	インセンティブを公平にする協定
				報告と監査の強制
限定合理性*	エネルギー効率を理解していないため定番製品を選んでしまう「現状維持心理」			エネルギー効率化の強制

＊ 合理的であろうとするが、認識能力の限界によって、限られた合理性しか経営者・施政者が持ち得ないこと

・シンガポール政府は、気候行動計画（Climate Action Plan）を通じて、図表 2.4.17 に可能性として示された政策と目標を達成するために全ての部門を対象とする気候緩和措置を挙げており、以下のものが含まれている。

－全部門：炭素税の導入

－産業：産業エネルギー効率化に向けた省エネルギーの強化、産業施設を中心としたエネルギー効率向上のための資金、省エネ機器

－発電：2030 年までに太陽光発電を 2GPW 以上に増加、地域送電網の調査、 CCUS や水素を含む発電のための新たな低炭素技術の調査

－建物：2030 年までに全床面積で建物の 80%を緑化、エネルギー効率の高い建物を促進するためにエネルギー性能の最低基準を引上げる

－輸送：2040 年までに移動手段として徒歩や自転車、公共交通機関、配車サービスなどの利用を促すウォーク・サイクル・ライド（WCR）でピーク時間の 90%を達成

－内燃機関(ICE)車：段階的に廃止し、2040 年までに全ての車両をクリーンエネルギーで走らせる、公共カーパークを中心とした電気自動車のインフラストラクチャーの変化の拡大

－排水：淡水化・NEWater のエネルギー効率向上、循環型経済を実現し、ごみゼロ国家を目指す、廃棄物埋立量を 2030 年までに 30%削減、2030 年までに全国リサイクル率 70%を達成する

－家庭：家電製品の最低エネルギー効率基準を引上げる、エネルギー効率の良い機器の購入を奨励する、冷凍空調の HFC 排出量削減

（2）　炭素税の導入

・シンガポールは、2019 年 1 月 1 日から東南アジアにおいて炭素税を導入した最初の国である。

炭素税は、年間 2.5 万トン CO2e 以上を排出する産業施設を対象としている。この値を超

えるものは、GHG 排出に対する炭素税を負担しなければならず、シンガポールの GHG 排出量の約 80%が、この税でカバーされると報告されている。

当初の炭素税率は、GHG 排出量 1 トン当たり 5 ドル（520 円）であり、経済全体にわたって透明性があり、公平で、一貫性のある炭素価格を維持するために、免除なしに全ての部門にわたって一様に適用された。

シンガポール政府は、2023 年までに税率を見直し、2030 年までに 10～15 ドルに引上げる計画を示した。これは、国際的な気候変動の開発及び我々の気候緩和努力の進捗といった要素を配慮している。

・発電会社は炭素税を免除されない。政府は、全ての部門にわたる排出削減をインセンティブ化するために、価格シグナルが経済全体を流れることを想定している。

・炭素税の最初の納付は、2019 年の排出量に基づいて、2020 年に行われる。

炭素税からの全ての収入は、事業者や家庭が排出量を削減し、よりエネルギー効率と炭素効率を高めるための助成金とインセンティブに割当てられている。

－Shell Singapore は、炭素税が改善プロジェクト評価を開始する以前から、経済評価の一環として CO2 コストを加味していた。したがって、炭素税政策が始まってもこのやり方で投資を評価する。

－ExxonMobil Singapore によると、炭素税は米エクソンのエネルギー管理に限定的な変更をもたらした。

エクソンは、エネルギー管理には常に強固な基盤(GEMS 書)を有しており、炭素税の導入は、エネルギー管理に負担にはならない。

しかし、炭素税導入で、ROI 計算に新しい変数が加わる。米エクソンでは、ROI を BCR(Benefit Cost Ratio：便益費用比率)と呼んでおり、炭素税は特定のエネルギー改善プロジェクトを実行領域に入れることも可能である。

（3） 工業

シンガポール政府は、国立エネルギー機関(NEA)及びシンガポール経済開発委員会（EDB:Economic Development Board）を通じて、工業エネルギー効率を管理するための初期の枠組みを提供した。2017 年の省エネ法の強化改正により、以下のような取組みが行われている（図表 2.4.18 参照)。

・NEA と EDB は共に、工業のエネルギー効率向上を支える多くの主要分野を対象とする助成金を提供している。

・NEA は、エネルギー効率向上資金(E2F)のもと、年間総販売量が S5 億ドル未満（≒390 億円未満）の施設に対して助成金を提供している。

新しいベンチャーまたは既存施設の拡大のための資源効率のよい設計ワークショップ、既存施設のエネルギー評価、省エネ機器技術の採用、エネルギー管理情報システム(EMIS)の実施している。

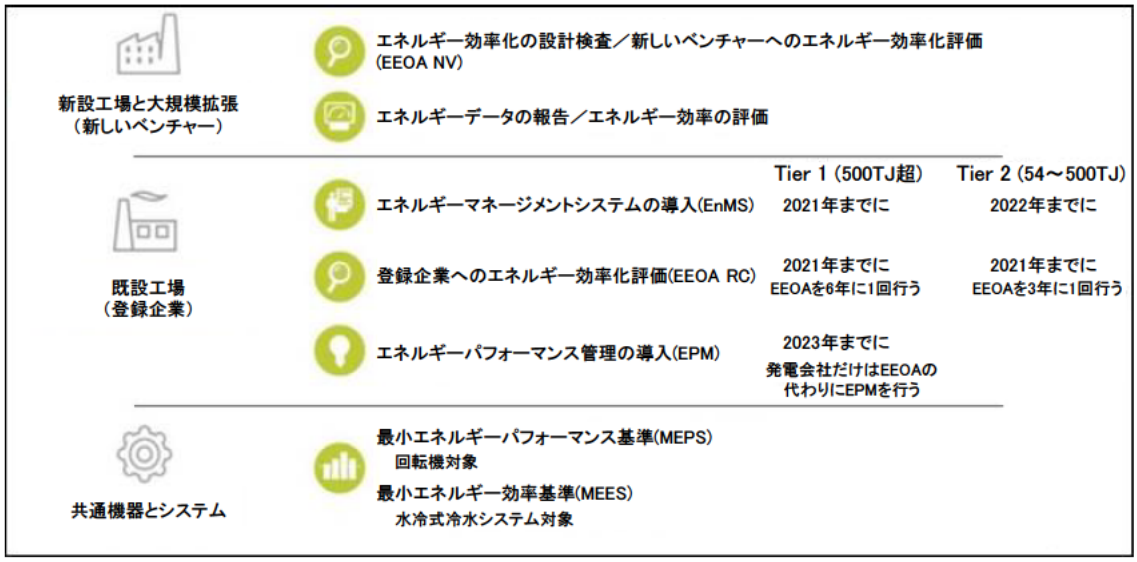
・EDB は、年間総販売量が S5 億を超える施設に対して、資源効率助成金(REG)の下で助成金を提供している。

REG は、取組みの適格性基準と少なくとも年間炭素削減量 500 トンを達成するという条件を付けている。

・場合によっては、NEA と EDB は、採用にインセンティブを与えるために、導入前のエネル

ギー効率測定値または政策の展開中に助成金及び資金を提供する。工場は測定値又は政策の要件を維持しなければならない。

図表 2.4.18　強化された省エネルギー法概要



・資源効率的設計

資源効率の良い設計は、開発計画の最初の段階で、エネルギー効率の良い対策及び改善への投資を奨励することを目的とする。

－資源の効率的な設計を奨励する一環として、NEA は外部の技術的及び促進の専門知識、内部の専門家と協力して、資源の効率改善を特定するために設計ワークショップを支援するコンサルティング料を提供した。

助成金は、認定費用の 50%、最大 60 万 S ドル（≒4,680 万円）を活用できる。

これらの研究は、NEA による新しいベンチャーのためのエネルギー効率機会評価（EEOA NV）の形をとる。この助成金に基づく資金は、2018 年 10 月まで計画許可が得られた施設に利用可能である。

－既存施設のエネルギーアセスメント

既存施設のエネルギーアセスメントの目的は、既存の産業施設がエネルギーアセスメントを実施して、エネルギー効率向上の可能性のある分野の特定を奨励することである。

・既存施設のエネルギー評価を奨励する一環として、NEA は、1 つの施設について 5 年間に 20 万 S ドル（≒1,560 万円）を上限として、認定費用の最大 50%の助成金を提供する。

助成資金基準に従い、外部のコンサルティング専門知識を使って、内部専門家による設備のエネルギー監査を行い、エネルギー改善量を計る。この助成金に基づく資金は、2020 年 1 月 1 日まで入手可能であった。

－エネルギー効率化技術

エネルギー効率化技術の目的は、製造会社がエネルギー効率の良い装置又は技術に出資することを奨励するものである。

・NEA（国立エネルギー機関）は、エネルギー効率の高い装置又は技術の設置及び使用を含

むエネルギー効率化プロジェクトのために、認定費用の 50%を助成する。
プロジェクトサイトは、測定と検証可能な産業施設におけるエネルギーが節減されたことを助成金の承認から 36 ヶ月以内に提示する。

－資源効率助成金

EDB によるエネルギー資源効率助成金(REG(E))の目的は、年間総販売量額が S5 億を超え、より大きなエネルギー効率化プロジェクトに関心を持つ大企業を対象とする。

・REG(E)は、炭素削減(tCO2e/年)×支援率(S ドル/トン)×15 年の有効プロジェクト期間、または、適格コストの最大 50%のいずれか低い方に基づいた助成金を提供する。
このプロジェクトは、REG(E)の適格性を確認するために、年間 500 トンを超える炭素を削減しなければならない。

・EDB は、適切な助成金の申請先を見つけるため、大規模な製油所や石油化学プラント、医薬品などの他の産業と、幅広い産業界を対象にしている。REG(E)支援のためのアプリケーションを提出するよう 2019 年に要請され、結果は現在技術的レビュー中である。新型コロナ感染拡大で、支援に値する大規模プロジェクトを特定することが困難であった。

・本ファンドを活用した企業のうち Shell Singapore は、インタビューを受けた唯一の組織であり、エネルギー効率化プロジェクトのための資金を調査するために EDB にアプローチしている。これは、エネルギー転換の中で成長するためにシェルブコムの操業を大きく変えることに関連していると考えられる。
最も注目すべきことは、その炭素排出量のかなりの割合を削減する手段として原油処理量を半減すること、及びバイオ燃料などのエネルギー転換に対応できる燃料の製造に関する研究、ビチューメンのような特殊品、再生可能またはリサイクルされた原材料を含む代替原料の可能性研究である。

（4） 発電

発電は、シンガポール政府が気候変動対策として進める主要分野である。

・2030 年までに太陽光を少なくとも 2GW まで、すなわち現在の電力需要の 10%まで増加させ地域送電網を拡充する。CCUS や水素を含む発電のための新たな低炭素技術を探求する。

・シンガポールでは、以下に示す要因により、再生可能エネルギー発電のための技術が唯一、太陽光発発電に絞られる。

－商業用の風車は 4.5m/s 以上の風速で作動するが、シンガポールの平均風速は 2m/s 程度に過ぎない。

－比較的狭い潮域と穏やかな海域は、商業用の潮力発電の機会を制限している。シンガポールの海洋空間の多くは、港湾、停泊地、出荷レーンに利用されており、海洋エネルギー技術の適用の制約となっている。

－年間を通して流水の速い河川系がないため、水力発電は活用できない。

－地熱エネルギー源が皆無である。

－小さな物理的サイズ(715.8 平方キロメートル)、高い人口密度及び土地不足は、持続的に成長する国内バイオマスのポテンシャルの制約になっている。また、小面積国土であるがゆえに、原子力の安全な配備が制限される。

－ゼロ炭素エネルギーキャリア又は、燃料電池用燃料として水素利用が検討されている。

・地域太陽光発電

シンガポールでは太陽光発電が再生可能エネルギーとして最も普及している。陸地での大規模発電所設置は土地面積上の制約があるため現実的ではない。そのため政府は湖や池、貯水池で、環境影響も抑制できる水上太陽光発電システムの設置に力を入れている。

シンガポールの太陽エネルギー研究所(SERIS)は、戦略実施の結果、電力管理のためのデジタルソリューションに焦点を当てるために、2014 年の戦略を修正して、2020 年の戦略を構築した。この戦略のうち、太陽光発電の主要分野は以下のとおり。

－既存と新規ビルの外観との融合を可能にする新技術を含む太陽光発電

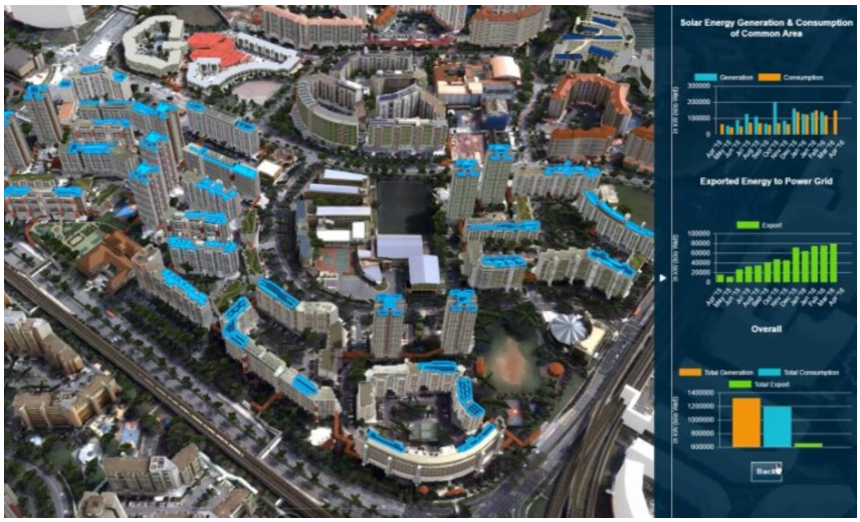
－貯水池及び海上の浮遊太陽光発電

・シンガポールは、この戦略の一環として、太陽光発電システムの性能を向上させ、太陽エネルギーシステムをその都市環境に統合する革新的な方法を開発するために、研究開発並びに実証試験に投資している。

・商業用、産業用、住宅用の建物の密度が高いことから、建築用太陽光発電に焦点が当てられている。シンガポール市の 2 億 1400 万 m^2 外観の詳細な 3D モデルを用いて、レビューを行った。このうち、7.88km^2 は、年間 750 kWh/m の閾値、すなわち 675 MWh の総太陽光発電に利用可能である（図表 2.4.19 参照)。

既存の建物にはかなりのスペースが利用可能であるが、このポテンシャルは、大きな改造工事または外観改装の点で経済的に魅力的であることが必要である。

図表 2.4.19　太陽光 PV ポテンシャルの都市計画分析を示す仮想シンガポールモデル



（出所）SERIS

この戦略は、ガラス、レンガ、コンクリートなどの従来の建築材料の外観と似ていながら発電するように設計された太陽光発電と新しい建築との統合である。

建物一体型太陽光発電、建物の外観を形成する垂直設置型太陽光発電パネルによる新しい発電方式である。この方式を活用することで、従来の建物のエネルギー需要の 58%を節約できる。

・浮体式太陽光発電

シンガポール公益事業庁（PUB）による Bedok 及び Lower Seletar 貯水池での 1.5 MWh の

2 つのシステムが 2020 年に稼働する。安定運営に必要なデジタル技術も導入。気候条件を常時モニタリングし、オーバーヒートなどによる不具合のきっかけを発見できるようにし、早期補修につなげる。

・世界最大級の水上太陽光、シンガポールで 2021 年稼働予定

PUB と連動した EDB は、2020 年 8 月 18 日、Tengeh 貯水池に世界最大級の水上太陽光発電システムの建設に着手したと発表した。

政府系複合企業セムコープグループと共同で、シンガポール本島西部のテンゲ貯水池に最大出力 60MW の発電システムを設置する。稼働開始は 2021 年の予定で、同国での生活用水確保に不可欠な水処理装置の電力源などに活用する。サッカー場 45 面分の面積を占める。

新システムは、シンガポールの水処理プロセスで使用する電力の 7%を賄える。

発電モジュールは二重ガラスを使用して耐候性などを高めており、保証使用期間は 25 年で、モジュールを支える浮体部分の素材には耐候性と、安全性を備える高密度ポリエチレン（HDPE）を使用している（図表 2.4.20 参照）。

図表 2.4.20　シンガポール Tengeh 貯水池浮遊太陽光発電レイアウト

・EDB はまた、民間セクターに電力を供給するために、クランジ貯水池上の 100MW 浮遊太陽光発電システム構築のための調査を開始した。その結果はまだ明らかになっていない。

革新的ではあるが、上記の地方の太陽光発電活動は、シンガポールにとって 2030 年までに 2GWh という太陽光発電目標のほんの一部しか捉えられない。

・Shell Singapore は、パンダンの配電ターミナル、セレター航空サイト、及びチューアス潤滑油工場に既に 3MW 以上の太陽光発電設備を建設している。

・実用規模の太陽光発電を視野に入れるなど、このソーラーの設置面積の拡大が期待されている。

－エネルギー貯蔵、スマートグリッド及び仮想発電プラント

太陽光発電の成功は、気候変動で生じる発電量の変動性を、既存および新規の発電技術で円滑かつ上手に管理できることにかかっている。

・これを改善するために、シンガポールの太陽エネルギー研究所は、太陽光発電の供給、需要サイドを管理するために新たな戦略を 2020 年 8 月に提唱した。

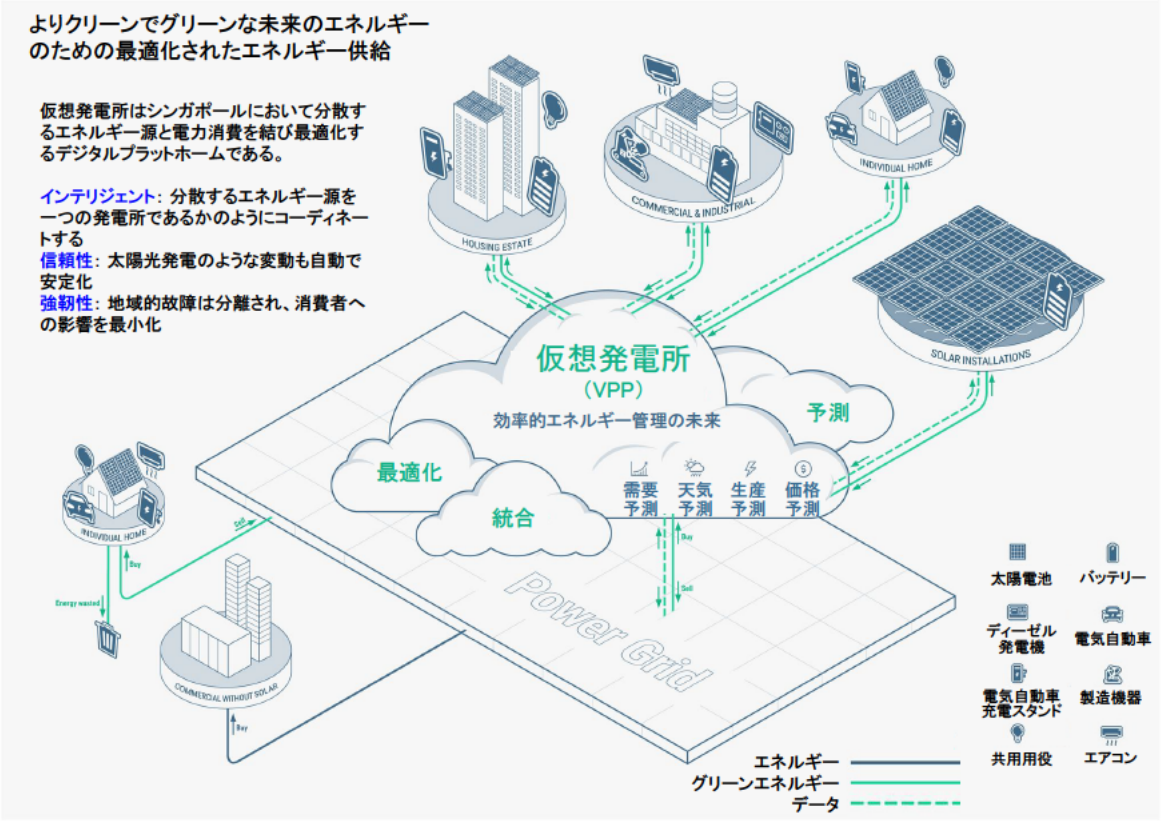
－エネルギー貯蔵システム(ESS)
－Smart Grid および IoT ベースのテクノロジーによるグリッドの高度化

・需要供給の管理は、太陽光発電を管理するための最も迅速ではあるが最も原始的な手段である。
システムのダイナミックス、すなわち「負荷解放」又は電力の抑制を管理するために、グリッドの一部を遮断する。
これにより、スマートインバータによる太陽光発電の抑制や、太陽光発電所のパワーコンディショナの切り離し、従来型では柔軟な発電が必要となる。
後者は、2019 年 7 月に新・革新的発電技術の展開を促進するための RFI を通して、エネルギー市場当局(EMA)によってより詳細に探求されている。
その結果はまだ明らかになっていない。

・Nanyang Technological University (NTU)は、オーレコン及びフランスのユーティリティ会社 Electricite de France (EDF)と共同で、2016 年に Renewable Energy Integration Demonstrator-Singapore (REIDS)プロジェクトを開始し、太陽光、風力、ディーゼル、貯蔵、廃棄物エネルギー、Power to Gas 技術の統合の研究、テスト、及び実証のために、8 つのハイブリッドマイクログリッドを構築した。
このプロジェクトは、2018 年にシンガポールの政府及び近隣諸国の代表によって成功裏に実証された。

・2014 年の太陽光のための SERIS 戦略が 2020 年 EMA で更新され、全体的なスマートグリッドシステム又は、仮想発電プラント(VPP)へのマイクログリッドが拡大した。
デジタル太陽光予測およびエネルギー貯蔵システム分野では、供給及び需要予測と併せて、シンガポールの予測動的電力ネットワークの管理、及びより広い VPP 使用が調査されている（図表 2.4.21 参照)。

図表 2.4.21　シンガポール仮想発電所の概要



・EMA は Sembcorp Industries (Sembcorp)と共同で、Nanyang Technological University に助成金を与え、2019 年にシンガポール初の VPP を開発した。VPP は島に広がる電力の最適化を目指す。本プロジェクトの完了時期は未定である。

・外部グリッド

－シンガポール政府は、地域の太陽光発電能力の不足を監視するために、地域の太陽光及びグリーン電力発電能力を利用することに取組んでいる。

これは、Pan-Asia 電力系統連系、沖合浮遊太陽光発電所、長距離ケーブル接続を含む、外部グリッドを活用するための多くの異なる手段から構成される。

－Pan-Asia 電力網相互接続

シンガポールとその近隣諸国とのより強力な接続で、クリーンなエネルギー生産能力を活用できる。2020 年 10 月、シンガポールはマレーシアから 2021 年末から 2 年間の試験で 100MWh（10 万 KWh）の電力を輸入すると発表した。これは、マレーシアの太陽光とバイオマスによる再生可能エネルギーを利用する。マレーシアの意欲的な目標は、現在の 1%から 2025 年までに 20%にする。この試験により、シンガポールは、地域が再生可能エネルギーを共有できるようにするために、グリッドの相互接続に関連する課題も評価できる。

－シンガポールの場合、沖合の浮遊 PV が検討されているが、2050 年のロードマップが完了する前に、技術的に実行可能になる可能性は最も低い。

オーストラリアの太陽光や気候に適した十分なスペースに焦点を当てて、現在、長距離ケーブルの敷設が検討されている（図表 2.4.22 参照）。

図表 2.4.22　Sun Cable 提案オーストラリア-ASEAN パワーリンクスキーム

（出所）Sun Cable 社

－2019 年 7 月に、新しいベンチャーの Sun Cable 社は、オーストラリアのノーザンテリトリー州に 200 億ドルの 10GW 太陽光発電所を建設し、シンガポールの電力需要の 20%を供給する海底ケーブルを介してシンガポールに接続するという目標を発表した。
プロジェクトは 15,000 ヘクタールの面積をカバーし、蓄電池と組合される。NT 州テナント・クリーク郊外の砂漠に建設され、そこからダーウィンを結び、インドネシアを経由（バリとロンボクの交差点）し、最終的にシンガポールに到達する。
海底ケーブルは 4,500km の距離があると推定されている。技術的には課題があるが、2019 年 6 月にノーザンテリトリー州政府から「主要プロジェクト」に認定された。

（5） 新しい低炭素技術

・炭素の回収と利用又は隔離（CCUS）
CCUS は、発電所及び工場の両方における炭素排出に対処する手段として重要な技術である。シンガポール政府は CUS の適用のための戦略を策定した。ただし、以下の通り多数の重要な問題がある。
・シンガポールの CO2 排出量の約 84%は固定発生源からのものであり、その大部分は発電用天然ガスの使用による 3%の CO2 濃度である。排出ガス中の CO2 濃度が低いため、シンガポールの課題は、炭素の回収と濃縮のために低濃度 CO2 ガスを回収するエネルギーを下げることである。
・シンガポールに適切な CO2 貯留場所がないので、外国サイトを探さなければならない。CCS を追求する場合、地政学的かつ企業間交渉が必要であろう。
・CO2 の転換には利用できる製品が必要である。シンガポールの CO2 のみを原料としても、ギ酸、酢酸、ホルムアルデヒドなどの製品は、世界の需要を上回ってしまう。
・CCUS の可能性または代替製品への転化率を改善するために、排気ガス中の CO2 の濃度を増加させる必要がある。短期的には、新吸収溶媒、吸着媒体・プロセス、革新的な膜分離に焦点を当てる必要性がある。

・シンガポールに対するCCUSの適用を調査するコンソーシアムや組織は多数存在する。シンガポールの二酸化炭素排出量を抑制するために、石油大手シェブロン、コンクリート・プロデューサーPan-United、インフラストラクチャー・コンサルタント、サーバナ・ジュロン、ケッペルデータセンターホールディングなどのコンソーシアムが、CCUS システムの開発に参加している。
このコンソーシアムは、極低温を生み出す物質、膜分離、水素を利用する革新的技術を狙う。それらはシンガポールのCCUS戦略に合致している。
米エンジニアリング大手KBRも、シンガポール気候変動事務局（NCCS）やEDBからの委託を受け、「グリーン水素」の調達と用途開拓の調査を行っている。
昨年始動したジュロン島での循環型経済構築に向けた活動では、政府系企業 JTC の主導により、工場冷却水の海水利用や、廃棄物の高効率処理技術の実用化、太陽光発電の利用などがテーマとなっている。
・Shell Singapore及びExxonMobilは、実行可能な技術としてのCCUSの使用に引続き焦点を当てている。ExxonMobil Singaporeは、2018年に、バイオサイエンス、CCUS、水の使用及びリサイクルに焦点を当てた新しいシンガポールエネルギーセンターの支援を発表した。両社は、将来のために再生可能エネルギーとCCUSのバランスのとれた促進で、脱炭素化に取組む考えだが、産業界は、支出と最適化の間にバランスがあるべきだが、支出を先延ばししたいと考えている。
CCSをどこで誰と行うか探索が進行中である。重要なのは、適切な地域を見つけることであり、海外の可能性がある。EDBは、上記に強調されているように、この技術は、産業の複合企業で利用しやすくなると考えており、将来、合成燃料や骨材への転換などが貯蔵に代わる可能性がある。この経路のためには、技術を開発するパートナー企業を見つけることが重要である。CO2をブコム島の重炭酸塩骨材に利用するために既にプラントが計画されている。
・ゼロ炭素エネルギーキャリア・燃料としての水素
シンガポールは、クリーンエネルギーを輸送する手段として水素に注目している。その一環として、2019年9月にシンガポールの水素輸入及び下流での利用に関する実現可能性調査をArgusと共同で実施したが、今後の方向性については未定である。

・バイオ燃料
－EDBは、バイオ燃料の生産能力増強についてNesteとシェルから最近発表されたことで、バイオ燃料の生産能力が伸びると予測しており、バイオマスとバイオ燃料は、脱炭素のための将来計画の重要な構成要素になると考えている。。
Nesteは、2019年にシンガポールの再生可能燃料製油所に、100万tpyから最大230万tpyまでの能力を倍増させるための14億ドルの投資計画を最近発表した。Tuasにある工場では、ポリマーや化学品、再生可能なディーゼル燃料やジェット燃料の様々な原料を生産している。廃棄物、食用油、動植物油脂廃液、及び植物油処理からの残渣を原料とするこのプロジェクトは、より低品質の廃棄物処理を可能にするために、追加の原料ロジスティックスおよび原料前処理増強を行う。同社は、これを、世界的に再生可能な成長戦略を実行するための重要なステップと見ている。2030年までに市場が4倍になることが期待される再生可能エネルギーを生産する世界で最もユニークで先進的な製油所の始まりで

ある。
－Shell は、最近の発表で、エネルギー産業として生残るためにポートフォリオ組替え中である。バイオ燃料はその重要な分野であり工事がすでに開始されている。

（6） 石油精製、化学プラントにおける加熱システムのエネルギー性能

・プロジェクトを主導するのは、政府機関 JTC で、経済開発庁 (EDB)やエネルギー市場監督庁、公益事業庁、環境庁なども参画する国家を挙げた取組みである。調整役となる巨大組織 JTC は、70 社超が生産活動を行うジュロン島内の複雑な利害関係、官庁間の横の連携を徹底する。

JTC はプロジェクト開始に当たって、環境関連事業に強いコンサルティング会社のビッテフェーン・ボスとメタボリック（いずれもオランダ）の 2 社を起用し、島内の用役・原料、廃棄物の流れを可視化したマテリアルフロー図の作成とその分析を委託している。

EDB によると、2019 年 6 月時点で 40 社以上が調査に協力する意思を表明しており、内 30 社超が既に関連データを提供している。

コンサル 2 社は 20 年初頭に調査を完了させてフロー図を作成、それを踏まえて 2019 年下期には循環システムの構築に向けた具体的な提案を行う。

製油所や化学工場のみならず、電力会社を含めた用役供給会社も調査に協力する。

・石油精製、石油化学及び化学プラントは、シンガポールの産業部門におけるエネルギー使用の大部分を占める。これらのプラントのエネルギー消費量の約 80%を加熱システム単独でまかなっている。これらの加熱システムのエネルギー性能を改善することは、シンガポールにとって、大幅な省エネルギーと温室効果ガス排出削減につながる可能性がある。

・2019 年初めに NEA は、加熱システムの改善に焦点を当てて、シンガポール全土の 10 の施設に焦点を当てた研究に入った。

以下に限定されるものではないが、含まれる加熱システムを示す。

－加熱炉

蒸留装置やエチレン分解装置の加熱炉など、プロセスヒーティングに使用される燃料焚きの加熱炉を全て網羅する。また、熱酸化装置や焼却炉も対象とする。

－ボイラ

蒸気、温水の燃料焚きボイラ全てを対象とする。また、排熱回収ボイラも対象とする。

－ホットオイルヒーター

これは、ホットオイルを加熱するための燃料燃焼式加熱炉全てをカバーする。

－コジェネレーションシステム

プロセス用に電力と熱を同時に発生する熱電併給システムを指す。

（7） グリーンデータセンター

2018 年、データセンターでは、シンガポールの電力消費量の 7%近くを、主に冷却のために消費している。しかし、民間施設の所有者、主にエネルギー集約型データセンターは、気候変動に対処するために、産業施設と統合して気候変動に対処するための以下のステップを踏んできた。

・LNG 冷熱によるデータセンターの冷却

－シンガポール LNG Corporation は、2035 年までにカーボンニュートラルに到達するとい

う野心的な目標を設定し、この目標を確実に達成するための対策を推進している。

－LNG 再ガス化設備は、LNG を蒸発させるために海水を利用する。LNG 冷熱の無駄を排除するための有効活用が必要である。

－データセンターの冷却能力を高く保ち、産業施設の総合エネルギーを向上させるために、シンガポール国立大学(NUS)、Keppel Data Centres、Singapore LNG Corporation (SLNG)のコンソーシアムが、冷熱エネルギーの回収を可能にする新世代熱エネルギーキャリアを用いた冷熱エネルギーの回収技術を調査している。LGN 気化からの冷熱エネルギーを国内の様々なデータセンターへ送ると電力利用効率(PUE)を 20%改善するポテンシャルがある。

－このプロジェクトは、政府の National Research Foundation によって、Green Data Centre Research Programme の下で支援されている。プロセスプロトタイプは、NUS によって 1 日当たり 1 トンの容量で、2022 年までに完成する予定である。

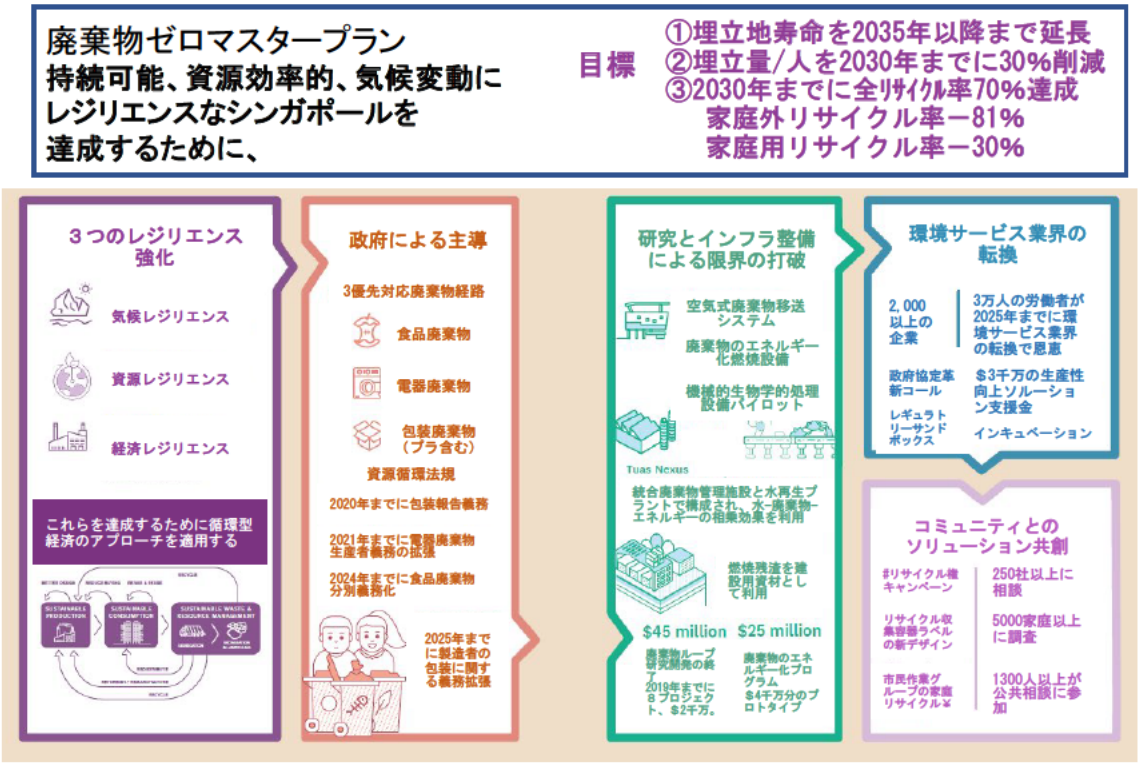
・グリーン水素データセンター冷却

－Hyundai Heavy Industries と共同で Keppel データセンターは、グリーン水素を積極的に使用すると 2020 年に発表した。データセンターの脱炭素のために、トリジェネレーションプラントにグリーン水素を使用する。プロジェクトでは、カーボンニュートラルに保つために、CCS を含む水蒸気メタン改質プロセス(SMR)の使用を考えている。

２．４．７　シンガポール「ゼロ廃棄物マスタープラン」の進捗状況と今後の展開

シンガポールは、2019 年に、廃棄物管理システムとこの目的に向けた法的枠組みを規定する資源持続可能性法(RSA)に関する「ゼロ廃棄物マスタープラン(ZWM) Singapore Zero Waste Masterplan」を発表した（図表 2.4.23 参照)。循環経済システムの構築を通じて産業界に環境負荷低減を促すとともに、コスト面でのメリットを促す。

図表 2.4.23　シンガポールのゼロ廃棄物マスタープラン



（出所）Summary, Zero Waste Masterplan、2020 年 7 月 22 日を基に RING 作成

①ゼロ廃棄物マスタープラン(ZWM)の目標と主要対策分野

・この戦略は、廃棄物量が過去 40 年間にわたって増加し、2035 年以降のセマカウ埋立地の廃棄物管理能力が疑問視され、追加的な埋立地を構築するための利用可能なスペースが限られていることに基づいて立てられた（図表 2.4.24 参照）。廃棄物管理に取組むためのこの戦略の目標は以下のとおりである。

ーセマカウ埋立地の寿命を 2035 年以降に延ばす

ー国内部門からの廃棄物量を 2030 年までに 1 人当たり 30%削減(2018 年ベースライン)

ー2030 年までに全体のリサイクル率 70%を達成する

国内以外のリサイクル量の 80%(2018 年は 74%)、国内リサイクル率 30%(2018 年 22%)

・シンガポールのゼロ廃棄物マスタープランは、2030 年の目標を達成するために、以下の主要分野に焦点を当てている。

図表 2.4.24　シンガポールの Semakau 埋立地

・最大限の資源回収のためのインフラの最適化
・廃棄物管理への循環型経済アプローチの開発
・環境サービス産業の変革
・緑化廃棄物管理のための科学技術応用

NEA との 2020 年のインタビューによると、政府は、パリ協定の一環としてゴールゼロ活動と併せて、廃棄物ゼロ・マスタープランを効果的に実行するために、内部組織を再編した。

廃棄物ゼロ・マスタープラン活動は、NEA の持続可能性部門の業務範囲にあり、その戦略の実行は緊急を要する。

②最大限の資源回収のためのインフラの最適化

・シンガポールは、廃棄物の埋立処分量を減らし、副生物として有用なエネルギーを発生させる手段として、リサイクル量を増やす努力、廃棄物管理及びエネルギーへの廃棄物利用(Waste-to-Energy：WTE)を通して歴史的に廃棄物量を管理してきた。
・廃棄物の管理と発電のために設計された 4 つの WTE がある。

Tuas 焼却プラント(1986 年)、Senoko WTE プラント(1992 年)、Tuas 南焼却プラント(2000 年)及び、Keppel Seghers Tuas WTE プラント(2009 年)で、一日に約 7,600 トンの廃棄物と約 1600MWh の電力を発生し、20%が発電所で消費され、残りの 80%はシンガポールの電力網に送電されている。

・インフラを最適化してシンガポールにおける資源効率を最大化するために、以下のプロジェクトに焦点が当てられている。

－空気廃棄物搬送システム(PWCS)

住宅及び商業ビル用の自動廃棄物収集システム（図表 2.4.25 参照）は新しいものではなく、シンガポールではしばらくの間使用されてきた。このシステムで効率的な廃棄物除去をするためには、500 戸を超える住宅の開発が必要である。

図表 2.4.25　シンガポールの民間アパートにおける空気式廃棄物搬送システム

－機械的及びバイオ処理(MBT)プラントは、国内外の廃棄物を処理し、好気性生物処理プロセスから副産物として燃料を生成する。しかし、これは新しい技術ではなく、廃棄物から有用な燃料を生成する。パイロットプラントは、毎日 500 トンの廃棄物を処理し、リサイクル可能物の 15%を機械的に回収する。

NEA によって、Eastern Green Power と Hangzhou Jinjiang Group とのコンソーシアムが、MBT パイロットプラントの設計、構築、及び運転のために委託された。Hangzhou Jinjiang Group の株主のため、2018 年 12 月の臨時総会において資金が承認された。

－6 番目の WTE、TuasOne WTE プラント

このプラントは、1 日当たり 3,600 トンの処理能力があり、世界で最もコンパクトなプラントとされている。このプロジェクトの投資額は、7.5 億 S ドル（≒587 億円）である。シンガポールに本拠地を置く水処理の専門企業である Hyflux と三菱重工業アジア太平洋との間の JV である。このプロジェクトは 2019 年に稼働が予定されていたが、多くの障害により、2021 年に NEA によって稼働する。

－Tuas Nexus プロジェクト

Tuas Nexus は、NEA の統合廃棄物管理施設(IWMF)及び PUB(Public Utilities Board：シンガポール公益事業庁)の Tuas 水再生プラント(TWRP)から構成される。プロジェクトコストは 15 億 S ドル（≒1,172 億円）である。

IWMF は、従来の WTE から拡張され、廃棄物ゼロの循環経済を達成するための環境管理のリーダーとして、NEA ビジョンのお手本となるように設計される。このプロジェクトは以下をもたらす。

・焼却能力：5,800 トン/日
・全国リサイクル計画(NRP)の下で収集された家庭用リサイクル製品：250 トン/日
・発生源で分別された食品廃棄物 400 トン/日、及び TWRP からの脱水汚泥 800 トン/日

プロジェクトは、2024 年に完了するフェーズ 1 と 2027 年までのフェーズ 2 で進められている。

－建設用焼却炉ボトムアッシュの回収

WTE 灰の量を管理するために政府は、「NEWSand」という名の非構造コンクリート中の道路ベース/サブベース材料又は骨材などの非構造建築に使用することを模索している。

NEA は、NEWSand の使用を規制し、公衆及び環境の健康を損なわないために、環境基準及び指針を開発中である。引続き、シンガポールで廃棄物を管理し、廃棄物をセマカウ埋立地に送る必要性を低減する循環経済に焦点を当てている。

－2020 年 3 月、NEA は、プラスチック廃棄物を熱分解油とする、NEWOil の製造計画を発表した。これと同時に Shell Singapore は、プラスチック廃棄物を熱分解で、化学品に転換するための新しいケミカルリサイクルを行うと 2020 年 10 月に発表した。
－EDB と NEA は、ゼロ廃棄物マスタープランを支援するための追加のプロジェクトを示さなかった。

③廃棄物管理への循環型経済アプローチの開発
・シンガポールは、3 つの優先資源ループ（食品、電気・電子機器、プラスチックを含む包装材）の廃棄物管理に焦点を当て循環経済を発展し続けている。
・環境水資源省と NEA は、資源の持続可能性を促進するための新しい法律の導入を通じて、これらに対処しようとしている。
政府の枠組みと目的を支援するため、2019 年に「資源持続可能性法」が導入された。この法律は、大規模食品生産者による食品廃棄物の分別及び処理、並びに拡大生産者責任を義務付けている。
新しい法律に加えて、シンガポール-ドイツ商工会議所(SGC)は、シンガポールに「プラスチックリサイクル協会」及びリサイクルのための「卓越した研究拠点」を設立する計画を発表した。最終目標は、シンガポールをプラスチックリサイクルにおける卓越した研究の地域ハブに転換することである。
・工業部門については、「ジュロン島循環経済研究」が JTC によって委託された。
本研究では、個々のコンビナートに関連する環境と経済的利得、及び島内で操業する企業間のコラボレーションの機会を見つけることを目的とする。
2020 年に結論を出す予定であったが、まだ明らかになってない。
・前項②で述べた活動と相乗効果をもって進展していることを示す例が出現している。
－Shell Singapore は、プラスチック廃棄物を化学品に変換するための新しいケミカルリサイクルチェーンを構築するために、2020 年 10 月に NEA との共同研究を発表した。
－BASF Singapore は、2018 年にケムサイクリングプロジェクトの工事を開始した。
これは、ケミカルリサイクルプラスチック廃棄物から、新しいエネルギーとのパートナーシップを構築し、廃プラスチックから熱分解油を産業規模で製造することを目的としたものである。このプロジェクトの状況はまだ不明であり、Shell Singapore と NEA による共同研究がどのように進むかは不明である。

－Neste は、廃棄物の食品や材料を処理して有用な製品に変換する能力を高めるために、多額の投資を行っている。また、「Nexus」をプロジェクト化する。
－「資源持続可能性法」はシンガポールにとっては比較的新しいものであり、循環経済を実現するための進展を示すいくつかの参照プロジェクトが利用可能であるように思われる。

④環境サービス産業の変革
環境サービス産業は、「ゼロ廃棄物マスタープラン」の目的を支援するために徹底的な見直しが求められている。シンガポールは、これをサポートするために以下に焦点を当てている。
・技術・イノベーション

－研究開発を支援するために、いくつかの資金を用いて新しい技術の開発を推進する。
－商業的に入手可能で、技術の採用を証明した資金を提供する、3000 万 S ドル（≒23 億円）の Productivity Solutions Grant (PSG)を含む技術の普及を推進する。

・仕事とスキル
全体的な目標は、より良いインフラと建物設計によってマンパワーを減らすとともに、「自分でやる」という心構えによって少ないエネルギーで大きな効果を得ることである。

・熟練・強靭な労働者の育成
教育・訓練を通じてスキルアップの道筋を提供することで、労働者の技能を発展させる。自動化と役割の見直しを行い昔からの肉体労働を減らす。業界のイメージを向上させ、魅力的なキャリアアップの機会を提供する。

・国際化
シンガポール政府は、国土が狭いながらも世界的に競争力を持つために、更なる専門性を開発し、国境を越えた環境企業の発展を目指している。

⑤緑化廃棄物管理のための科学技術応用

・現段階でのシンガポール政府によるこの分野の焦点は、主に既存 WTE (Waste-to-Energy) 施設の改善によるエネルギー効率向上と新しい WTE 技術を評価することである。
これは、廃棄物管理のための高度な技術を有する現状 WTE 基盤の拡大に焦点を当てて、全体的なアプローチとする。

２．５ アジア圏主要工業団地調査結果の要約と考察

（１）石油精製の石化シフトによる世界標準コンビナートスキーム

・(R) FCC、CCR を中心とする「石化シフト」はアジア圏新興工業団地の中核スキームとなって、益々、進化している。

・一方、大連長興島恒力石化工業団地の 2 期工事エチレンセンターにおいて、ノルマル系のナフサを原料とする究極のエチレン得率 47%を実証した。
特に、重質ナフサを原料とする CCR－パラキシレンチェーンは、究極の「石化シフト」であることも実証した。

・ベトナムニソン製油所コンプレックスは、クウェート重質原油を原料とし、世界最大 RH－RFCC によるプロピレン最大モード運転、CCR によるパラキシレンチェーンを有する。

・アジア圏工業団地は、石油精製設備とエチレンセンター設備の強みをインテグレーションによって、原油というハイドロカーボンを原料とする最大効率の「石化シフト」へと構造転換を加速している。

・(R) FCC は重質油を原料に、プロピレンの生産収率を高め、CCR は HN を原料として BTX を効率よく生産するプロセス、触媒技術開発の流れが明確になっている。

・一方、エチレン製造装置は、ノルマル系パラフィン成分を主とするエチレン高収率原料を選択フィードすることで益々、エチレン収率を高める方向にある。

（２）地球温暖化対策を背景に石油製品需要構造の変化への順応

・地球温暖化対策で、石油元売りの収益減であったガソリン需要は、確実に減少に向かっている。ガソリンから石油化学製品への転換を加速しなければならない。

・今後、石油精製設備とエチレンセンターの機能分担とインテグレーション最適化が日本の石油コンビナートの国際競争力強化の重要な要素であることは明白である。
日本全地区の石油コンビナートを、いち早く、世界標準の工業団地スキームに転換し、順応していかなければ、短中期の国際競争力を維持していくことが困難になる。

（３）日本の石油コンビナートにおける石精ーエチレンセンターの連携

日本の石油コンビナートは、石油元売り系以外のエチレンセンターは、資本の壁などにより、世界標準の潮流に乗切れないでいる。特に、BTX 生産比率の多い石油精製と元売り以外の石油化学企業との取引価格が折合わない。石精石化インテグ LP モデル解では、原油からプロピレン、バラキシレン、ベンゼンを生産する方がエチレンセンターで生産するよりもコストが少ない。一方、エチレンセンター単独では、安価な輸入フルレンジナフサ（FRN）を原料として、重質の FRN から BTX 得率を高めたほうが有利であるとしている。このような相違を解決するために、企業合併を伴わずに、石油コンビナート各地区範囲内で LLP を組む動きが出ている。

・ENEOS が出資する鹿島石油は新たなリファイナリーの姿を模索し、ENEOS と三菱ケミカルホールディングスは 2019 年 11 月に「鹿島コンビナートで有限責任事業組合（LLP）」を設立した。石油化学と石油精製の二大巨頭が「資本の壁」を越え、プラントの国際競争力強化に向けた新たな協業に踏込んだ。国内の燃料油需要減少や循環経済への関心の高まりといった事業環境の変化から「本当にコンビナートとして勝残るためには『資本の壁』を乗越えないといけないという機運が高まった」ことから、LLP の設立につながった。

ー鹿島製油所と三菱ケミカル茨城事業所との間で取組む３つの施策

（第 1 の柱）製造プロセスの効率化

製造現場に密着したアイテムが数多く積上げられることにより大きな効果を期待するものである。例えば、定期修理時に参加する協力会社のスタッフに対する入構教育一本化で、両事業所間で柔軟に協力会社の作業員が融通でき、人手不足が大きく緩和される。
その他、消防設備や取水設備などの用役共有化やスチームの共同購入など、コスト削減に直結する課題もある。

（第 2 の柱）石油精製と石油化学における生産の最適化

石油・石油化学製品の市況に応じ利益の最大化を目指すもので、運用面での最適化と、副生ガスなどの有効活用を目指すプロセス面の最適化の両面から大きな効果を見込まれる。
この中から、先に掲げた、石油精製設備とエチレンセンターの機能分担の最適インテグレーションの模範例が実現することが期待される。

（第 3 の柱）廃プラスチックを石精石化の原料に利用するケミカルリサイクルの推進

今後、鹿島コンビナートでのパイロットプラント設置も視野に入っている。
これら 3 本柱の施策を実現するためには、新たな設備投資の必要性も出てくるが、大型の設備投資が必要になれば両社調整のうえ、定修年の 2022 年を一つの目標に意志決定する予定である。

３．海外石油コンビナートの設備戦略調査２－米国シェール第２波影響と環境低負荷

３．１ 調査の背景と目的、調査方法

３．１．１　調査の背景と目的

米国のコンビナートは､シェール革命によってシェール由来のNGL(Natural Gas Liquids)を原料としたエタンクラッカー、PDH (Propane Dehydrogenation) など多くのプロジェクトの進行で世界有数のコンビナートに変容した。旺盛な投資で拡大を続けていたが、コロナ禍・原油安で、米国メジャーの事業収益は急落、投資意欲は減退した。

しかし、シェール第2波の建設工事は遅延したものの本格稼働後は、コロナ禍による米国内需の急減によって、石化製品等の輸出は北米近隣国、欧州への輸出だけでなく、アジア圏へ拡大している。

一方、米国は、シェール革命の恩恵をうけ、石炭から天然ガスへの転換で二酸化炭素排出量は、経済発展にかかわらず減少している。先進国家として、次世代グリーン燃料・素材開発、バイオ、循環型社会、水素社会、CCSU 等々の次世代技術開発も着実に進展している。

日本も、欧州に続き 2050 年までに GHG 排出量ゼロを世界に発信した。その達成に向け、環境低負荷関連技術開発のフロントランナーとして、大型助成予算及び先端的技術開発を推進している。これからは、石油コンビナートの持続的な発展のために、これらの先端技術を現行スキームに取り込み、あらゆる分野においてその役割と機能をかえていく必要に迫られている。

このような状況を踏まえ、短期的には輸出入において競合相手となるアジアだけでなく、米国広域コンビナートのシェール第 2 波の戦略と世界及びアジア圏へのインパクト調査、また、長期的な観点から循環型社会に向けた米国の低炭素、循環型社会、環境低負荷への取組み状況を調査する。

これらの調査をもとに、今後の影響を分析するとともに、既存インフラとしてこれまで蓄積してきた仕組みの強みを生かすことで、新たな国際競争力強化と次世代環境対応型のグリーンコンビナート構築に向けた「備え」を検討するものである。

３．１．２　調査方法

新型コロナ禍による現地調査が困難な中、シェール第 2 波で既に着工したプロジェクトは、次々と操業を開始している。

コロナ禍でダウンした内需を補填するために、シェール中流企業及び商社等の貿易関連サイトの活躍で、米国近隣諸国、欧州のみならず、アジア圏へとシェールオイル・石油化学製品の輸出範囲は拡大している。そこで、リアルな調査とするために、これらのサイトと直接コンタクトすること、キーマンとの Q&A、及び先方提供資料他に基づき、本調査の目的を達成することとした。

３．２ 米国のエネルギー事情、エネルギー輸入国から輸出国へ転換

３．２．１　日本と米国の一次エネルギー消費量比較

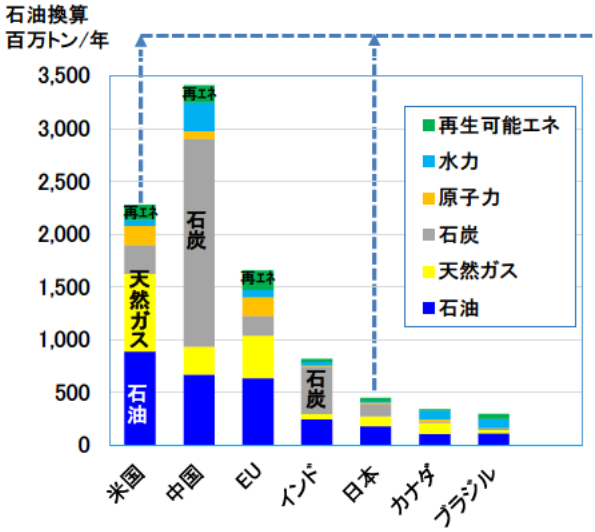
図表 3.2.1 に、米国、中国、インド、日本、カナダの一次エネルギー消費量（2019 年）を示す。

・米国は、日本の 5 倍の一次エネルギーを消費している。日本、米国、EU は石炭の比率が

低い先進国型エネルギーミックス消費構造である。米国の一次エネルギー消費は、日本と同じく、経済成長若干増でもほぼ一定である。

・米国はシェール革命による潤沢で安価な天然ガスの大量産出を背景に、天然ガスの消費割合が増加している。石炭労働者雇用保護のために、石炭復活の兆しもあったが、老朽化石炭ボイラの退役やコンバインドガスタービン発電導入等で、天然ガスへの燃料転換が進んでおり、GDP が伸びても、CO2 排出量は年々減少している。また、天然ガスへの燃料転換だけでなく、再生可能エネルギーの開発導入も着実に伸びている。

図表 3.2.1　米国と各国の一次エネルギー消費量比較（2019 年）



石油換算 百万トン/年	日本			米国		
	2015	2017	2019	2015	2017	2019
再生可能エネ	15	22	26	71	95	140
水力	19	18	16	56	67	58
原子力	1	7	14	190	192	183
石炭	120	121	118	392	332	273
天然ガス	102	101	94	711	636	733
石油	189	188	181	856	913	890
合計	446	456	449	2,276	2,235	2,278

（出所）BP Statistical Review of World Energy 2020 を基に、RING 作成

３．２．２　経済指標と石油製品構成比率

図表 3.2.2 に、2019 年の日本、米国、中国、インド、カナダの経済指標と石油製品構成比率を示す。

・米国の人口は、日本の 2.6 倍、GDP は 4.2 倍（世界トップ）である。先進国でありながら、人口は増え続けている。米国が経済においても、引き続き強国である要因でもある。原油処理能力は、世界最大の 19 百万 BD で、日本の約 5 倍である。

・日本における自動車燃料消費量のガソリン/ディーゼル比は、ガソリン 62%に対しディーゼル 38%である。米国は、ガソリン 73%に対しディーゼル 27%とガソリンの比率がさらに高い。EU は、米国と逆転しており、ガソリン 27%、ディーゼル 73%となっている。中国は、以前ディーゼル比率の方が高かったが、近年ガソリンの消費が伸びて、半々の比率になった。

－2030 年度に向けて、日本の需要はガソリンの内需減退が他の燃料と比べて顕著なことから、2030 年度には、日本も EU 型になると予測される。

2030 年度の RING 全国精製 LP モデル試算の前提想定では、ガソリン 53%に対して、ディーゼル 47%と拮抗する（詳細は、８．３節参照）。

・ナフサを除く燃料油に対する重油生産比率は、米国 3.6%（コーカー型）、中国 5.2%（コーカー型）、日本 12.3%（直脱 RFCC、コーカーミックス）、EU15.4%、インド 5.2%、カナ

ダ 6.1%、ブラジル 16.8%である。

・米国のエチレン生産能力はシェール革命を背景に急増中であり、世界最大 37.6 百万 t/年で、日本の 6.1 倍である。中国は中東産ナフサを主とする世界 2 位(29.3 百万 t/年:CTO、MTO 含む）で、日本の 4.8 倍である。

図表 3.2.2　経済指標と石油製品構成（2019 年）

		日本		米国		EU		中国		インド		カナダ		ブラジル	
人口(百万人)(2019年)[1]		126		323		447		1,398		1,366		38		210	
GDP(兆円)(2019年)[1]		559		2,354		1,810		1,578		316		191		202	
一人あたりGDP(百万円/人)[1]		4.4		7.3		4.0		1.1		0.2		5.1		1.0	
一次エネルギー石油換算(百万トン)[2]		449		2,278		1,656		3,384		813		342		298	
一人あたりエネルギー消費量(トン/人)		3.6		7.1		3.7		2.4		0.6		9.1		1.4	
一次エネルギー石油依存度(%)[2]		40		39		38		20		30		32		38	
石油製品消費・生産量(百万トン/年)[3](2017年)		消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産	消費	生産
	ガソリン	36.9	39.2	356.4	360.7	75.7	119.3	124.6	134.9	26.2	37.8	33.5	33.3	23.9	20.5
	ジェット・灯油	24.0	24.3	319.6	78.6	60.4	47.7	39.7	42.5	11.5	18.9	6.6	6.4	3.2	4.9
	ディーゼル、ガスオイル[注1]	37.5	45.6	175.9	237.6	277.5	252.4	171.1	182.4	73.3	108.5	25.0	32.2	42.2	34.1
	重油(C重油)	9.0	15.3	17.5	23.7	41.3	76.3	29.3	19.6	8.0	9.0	1.9	4.7	6.1	12.0
	ガソリン/ディーゼル自動車消費量ベース[注2]	62/38		73/27		27/73		50/50		31/69		57/43		40/60	
原油処理能力(百万BD)2019年[2]		3.3		19.0		14.1		16.2		5.0		2.1		2.3	
エチレン装置能力(百万トン)2019年		6.16[4]		37.6[5]		23.8[5]		29.3[5] 注3)		8.4[5]		5.3[5]		4.0[5]	

（出所）1)世界銀行 $1＝110円で換算、米国は商務省経済分析局、EUはEU統計局、ブラジルはIBGE
2)BP Statistics 2019年(原油処理能力はカレンダーディベース)、3)IEA Oil Information、4)石油化学工業会、5) 世界の主要石油化学プラント METI
注1)日本はA重油、注2)自動車用のみ、注3)中国エチレン能力はCTO/MTOを含む。

３．２．３　米国一次エネルギー生産と消費量の推移と予測

米国の一次エネルギー生産量と産業別エネルギー消費の推移と、EIA による 2050 年までの予測を示す（EIA、Annual Energy Outlook 2020）。なお、予測ではコロナ禍による短期的な影響は含まれてない。また、リファレンスケースの経済成長率は 1.9%である。

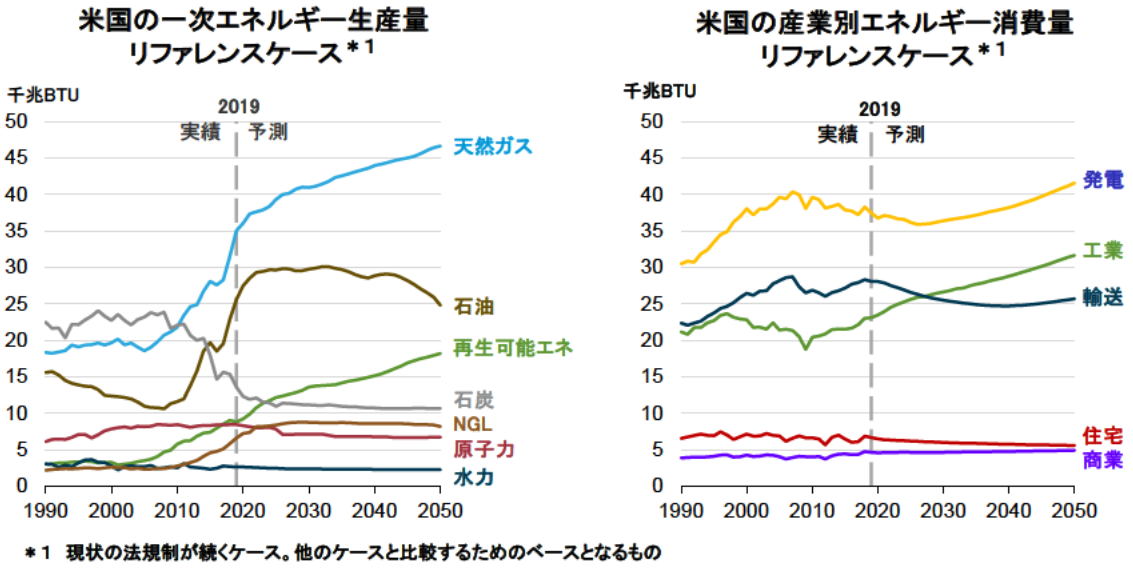
図表 3.2.3 に、米国のエネルギーの生産と消費の推移と見通しを示す。

・2019 年前後のエネルギーの生産量は天然ガス、石油（NGL 含む)、再生可能エネルギーが急増し石炭が減少している。2023 年頃には再生可能エネルギーが石炭を追い抜き天然ガス、石油に次ぐエネルギーになる。

・2050 年に向かっては、天然ガスと再生可能エネルギーが上昇を続け、石油は 2020 年代から 2040 年頃まで頭打ちになる。

・一方、産業別エネルギー消費量において「発電」と「輸送」の消費量はエネルギー効率の向上によって緩やかに減少する。その後 2050 年に向かって、「発電」と「輸送」も増加に転じ、エネルギー消費量の合計は GDP よりも低い年率で緩やかに増加していく。

図表 3.2.3　米国の一次エネルギー生産と消費量推移と予測（リファレンスケース）



（出所）Annual Energy Outlook 2020, EIA

・2019 年の米国の原油生産量は、過去最高の 1,223 万 BPD を記録した。2018 年に比べて 124 万 BPD、11%増加した。2018 年の対前年 17%増に比べて増産率は縮小した。米国では、水平掘削・水圧破砕法によるタイト埋蔵層の開発が進んだことで、過去 10 年間で原油の増産が続いている。

・再生可能エネルギーの生産量

2019 年、米国の再生可能エネルギーの消費量が 1885 年以降初めて石炭消費量を抜いた。過去 10 年の石炭火力の減少と再エネの増加による。最近の再生可能エネルギー増加は、風力発電、バイオ燃料、太陽光の伸びによる。中でも風力発電は最も増加し水力発電を超えた。石炭の 90%は電力で消費されるのに対し、再エネの 56%は電力、22%は工業、12%は輸送、9%は住宅・ビルで消費されている。

３．２．４　米国のエネルギー輸出入推移と予測

（１）　エネルギー輸入国から、輸出国へ転換

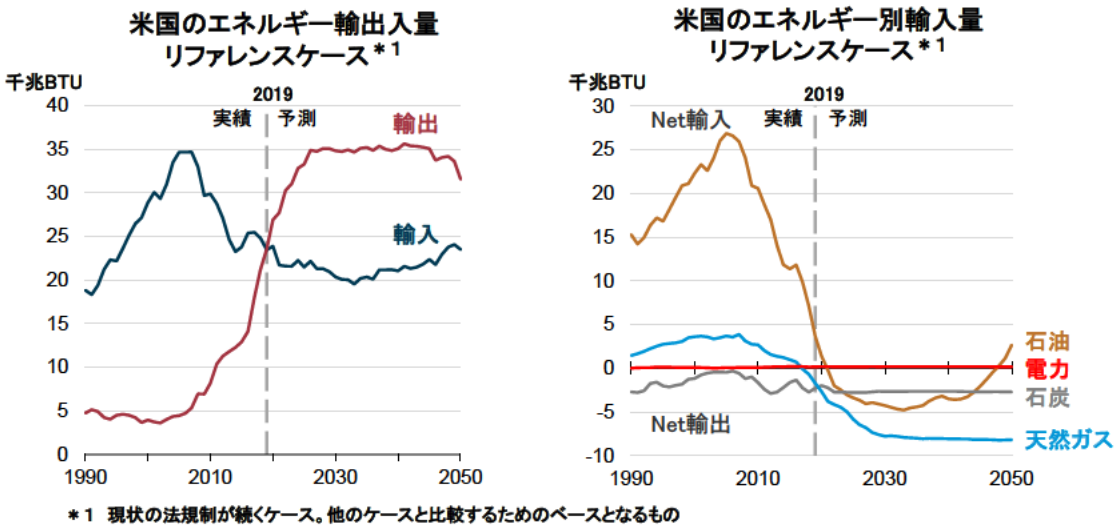
・図表 3.2.4 に、米国のエネルギーの輸出入の推移と見通しを示す。

米国は従来エネルギー輸入国であったが、シェール革命を契機に米国のエネルギー輸入が減少、輸出が増加することで 2020 年以降はエネルギーのネット輸出国になる。

エネルギー別に見ると天然ガスが 2017 年から、石油は 2020 年からネット輸出に転じる。これにより原油、石油製品、LNG の形で輸出が増加する。

天然ガスの輸出は 2030 年まで急増し以降は横ばいになる。石油は 2050 年近くで輸入に転じる。

図表 3.2.4　米国の一次エネルギー生産と消費推移と予測（リファレンスケース）



（出所）Annual Energy Outlook 2020, EIA

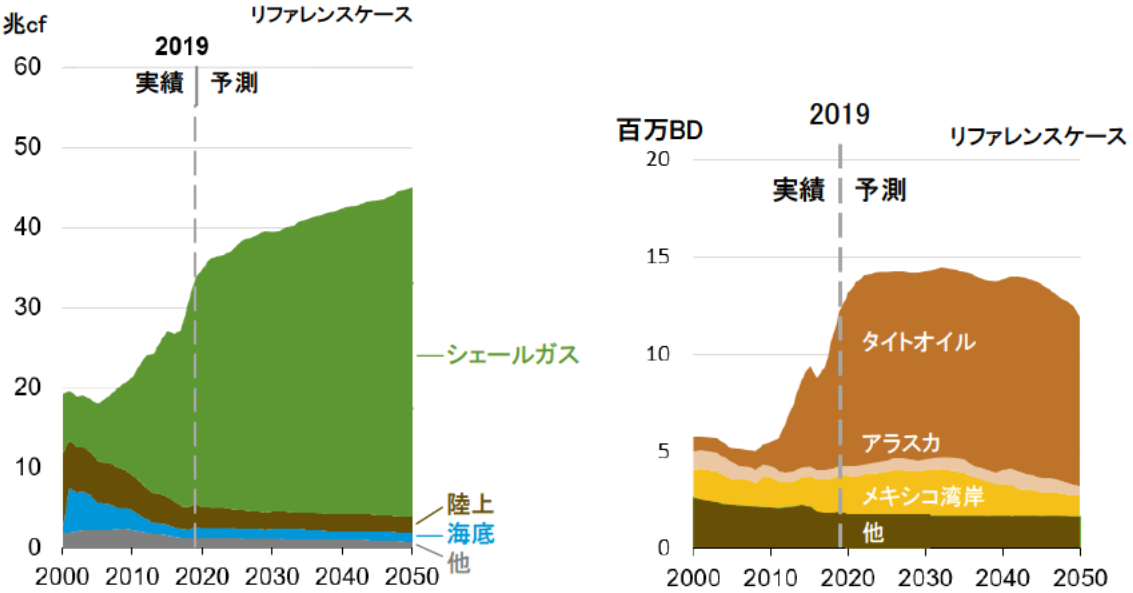
・米国の天然ガスと原油の生産量

図表 3.2.5 に、米国の天然ガスおよび原油の生産量を示す。シェールガスは、開発技術の向上とそれに伴うコスト低減によって増加し、2050 年には天然ガス生産量の 90%を占めることになる。

・原油生産量はシェール油井からのタイトオイルの増産に伴い 2022 年には 14 百万 BD に達し、2045 年まで同レベルであると予測されている。

2019 年の米国の原油生産量は、2018 年の対前年 17%増に比べて、増産率は縮小したが、124 万 BPD、11%増加し、過去最高の 1,223 万 BPD を記録した。米国では、水平掘削・水圧破砕法によるタイト埋蔵層の開発が進んだことで、原油の増産が続いている。

図表 3.2.5　米国の天然ガス及び原油生産量推移と予測



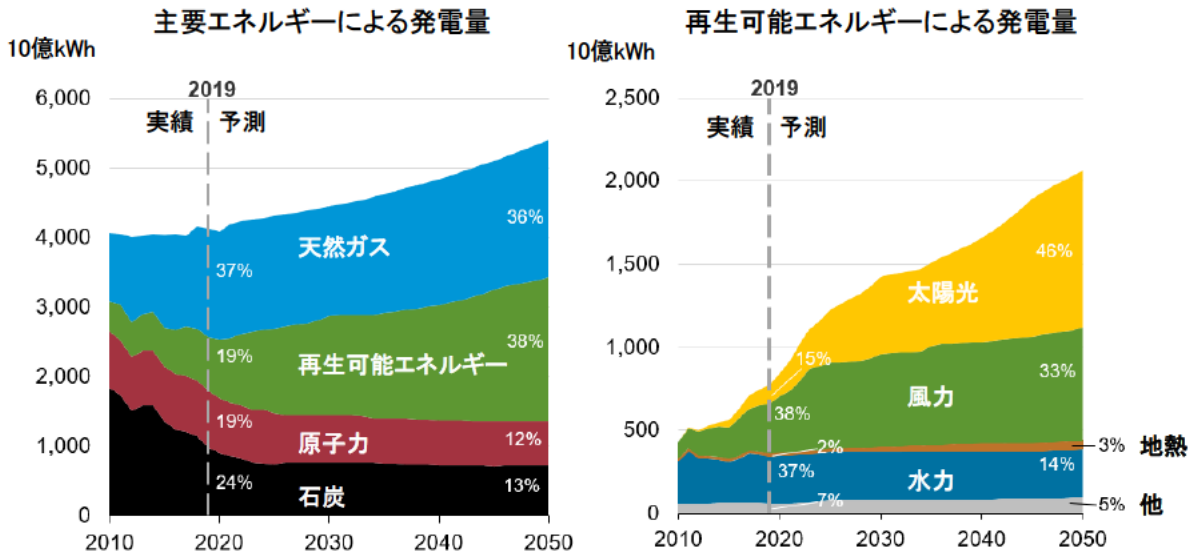
（出所）Annual Energy Outlook 2020, EIA

（2） 米国のエネルギー別発電量

・図表 3.2.6 に、米国のエネルギー別発電量を示す。
老朽化した効率の低い石炭などの発電所が停止する一方、天然ガス価格の低廉さにより天然ガス発電量が今後も継続的に増加する。

・太陽光と風力発電などの再生可能エネルギーも、自治体による金融支援等で資本コストが下がり、州ごとの目標などもあり今後とも増加すると予測されている。

図表 3.2.6 米国のエネルギー別発電量



（出所）Annual Energy Outlook 2020, EIA

3．3 米国のシェールガス油サプライチェーンにおける最近の動向

3．3．1 シェールガス油開発の成立条件

（1） シェール革命の経緯とコロナ禍によるメジャーへの集約加速

・シェールガスは、20 世紀にすでに「掘り出せないガス」としてその存在は確認されていたが、立志伝中の人物となったミッチェル・エナジー・アンド・ディベロップメント（テキサス州）の創業者、ジョージ・ミッチェル氏ら中堅の独立系石油・天然ガス開発会社が、四半世紀にわたり地道な努力を続け、その採掘に成功した。米国のフロンティア精神が実を結んだものである。

・その後、米デュポン・エナジー、米 XTO エナジー、米チェサピーク・エナジーなどがテキサス州バーネットシェールガス田で、低コスト商業化採掘に成功して以来、爆発的に、短期間で米国本土に広がっていった。

・急速に米国全土に拡大したシェール革命によって、米国は現在世界最大の天然ガス生産国になった。更に、シェール層からのオイル回収技術の向上で、サウジアラビア、ロシアを抜いて、現在は世界最大の原油類（原油＋NGL）の産油国となった。

・ESG 評価、ダイベストメント、コロナ禍後メジャーへシェール資本集約
シェール事業は、原油価格に最も影響され、採掘コストが回収できなければ、採算悪化で

倒産する。実際、投資家からの資金繰りの難しさから、シェール中小企業の倒産が多くなっている。

特に、近年、ステークホルダーの ESG 評価の高まり、ダイベストメントに加えて、コロナ禍による原油価格安で有力なシェール企業までが倒産または、石油メジャーに安値で買収されている。シェールガス油探鉱には、潤沢な資金を有すメジャーの方が有利であることから、大手企業への集約再編が進んでいる。

（2） シェールオイルの対象となる根源岩の存在と米国非在来型ガス田の地勢

・北米大陸は、「有機量が多く熟成の進んだ中生代の海洋根源岩」が経済的に成り立つ深度まで隆起した地勢である。

根源岩で油が生成するのは深度 3000m 以深で、ガスが生成するのは深度 5500m 以深である。現在の掘削コストと油ガス価格では、この深度まで抗井を掘った場合には、大抵は経済的に成り立たない。したがって、根源岩自身が油ガスを生成した後、経済的に成り立つ深度まで隆起している必要がある。その可能性が高いのは陸上である。

また、生産した油ガスを運搬するコストを考慮すると井戸元近くまで既にパイプラインが敷設されている方が当然投資コストは低くなる。

以上のことからコスト面で有利なのは、陸上のしかも既存油ガス田地帯ということになる。北米陸上でシェール油ガスの開発が先行している理由の一つである。

・フラクチャリングに適した地勢

油ガスの生産性を左右するもう一つの重要な要因は、フラクチャリングを行った際にどれくらい浸透率がよくなるかという点である。すなわち、フラクチャリングの際に岩石が割れやすいかどうかである。岩石の割れやすさは、それを構成する鉱物の特性や鉱物同士の結合のしかたに左右される。脆性と高い石英や方解石等の鉱物に富んでいること、そして岩石が変質作用を何度も受けてこれらの鉱物が固く結びついているほうが割れやすい。石英や方解石などは、海洋で形成される根源岩に多く含まれており、また古い根源岩のほうが何度も変質作用をうけていることから、古い時代の海洋根源岩のほうがフラクチャリングに有利といえる。

延性な粘土鉱物を多く含む陸生の根源岩は割れにくい。また、油ガスが多く含まれている方が生産性はよくなるため、根源岩中の有機物量が多く熟成が進んでいることも重要な条件となる。

以上を考慮すると「有機量が多く熟成の進んだ中生代の海洋根源岩」の方が有利となる。事実、現在北米陸上で採掘されている「シェールオイル」や「シェールガス」の多くはこのような根源岩からである。

（3） 米国シェール革命成功の要因

・北米大陸は、「有機量が多く熟成の進んだ中生代の海洋根源岩」を多く有する。そして、探鉱掘削の先端技術の他に、シェール開発のための法整備、シェール層から回収した油ガスを移送するインフラの存在と整備、中流企業の貢献、ガス・原油売買市場の発達、地権者の同意、住民の理解と、条件が揃っている。これが、米国だから拡がったシェールガス開発の成立条件である。このように、米国で急速に発展した理由は偶然の重なりによる必然的な成功であるといえる。シェールガス油は、米国以外に、中国、オーストラリア、欧

州、南米にも膨大な埋蔵量がある。しかし、シェールガスの可採資源量がそのまま在来型のように容易に開発されるわけでもない。西欧州のようにニューヨーク州と同様に人口密集度が高い等の諸条件でなかなか開発が進まないところもある。米国ほど採掘利用条件の揃った広大なシェール盆地は世界に存在しないのである。

以下に、米国ならではの「成功の要因」をまとめる。

・米国非在来型ガス田の地勢と水源の存在

シェール層の水圧破砕のためには、大量の水（１抗当たり 3,000～10,000㎥）を必要とする。米国は、農業大国でもあり豊富な水源とシェールガス油田が共存する。

・シェール層から回収した油ガスを移送するインフラの存在

生産した油ガスを運搬するコストを考慮すると井戸元近くまで既にパイプラインが敷設されている方が当然投資コストは低くなる。したがって、コスト面で有利なのは、陸上のしかも、既存油ガス田地帯ということになる。既存の在来型油ガスの開発が先行した米国では、全米を 400 万 km におよぶ天然ガス、オイルのパイプライン網に加えて、鉄道網が完備されている。したがって、新たなシェール油ガス田からの既存の流通網に継ぎ足すことで、消費地まで運搬できる。

カナダでは太平洋岸パイプライン敷設において先住民とのコンセンサスは極めて難航しているが、米国では地元民の了解を得やすい状況にある。

・ガス、原油の先物市場の発達とマーケッティングトレーダーの存在

北米には、天然ガスが民間に届くまでにパイプライン等ハード的設備のみならず、そのハードを用いて、価格ならびにデリバリーの割り当て、決定をする天然ガストレーダーが数多く存在する。また、これらのソフト面の仕組みも発達している。各社は、配管、貯蔵設備とその使用権益を持っている。

ガスマーケティングにおいては、トレーダーとローカルカンパニーとの間での日々の細かなオペレーションによりバリューチェーンが構築され、安定供給を可能としている。このような環境が整っていることが、北米シェール革命の急速な立ち上がりを支えるベースとなっている。

・「資源の土地所有者の帰属」と地権者へのロイヤリティー収入

米国では、「資源の土地所有者の帰属」があり地下は所有者のものである。したがって、ベンチャー系企業と民間の利害関係では開発契約が早期に進む。シェール油ガスの開発に抵抗感が少なく、地権者の同意や、住民の理解を得やすい環境にある。

シェール開発反対派はニューヨーク周辺に限られる。ニューヨークではシェールがもたらす恩恵がないためともいわれている。

一方で、他の州では利益・雇用をもたらすので反対派はほとんどいない。ニューヨークに近いペンシルベニアにおいても、住民の抵抗は少なく既設配管の転用についても円滑に行われている。日本の一部で報道されているような、反対派による抵抗は無く雇用確保が第一優先のようである。

特に、テキサス州はまったく抵抗がなくテキサス大学のすぐ側で掘削がなされている。地権者に対して、ロイヤリティー収入がインセンティブになっており、売り上げの 15～25%が得られるしくみも魅力である。

ただし、近年、シェールガスの生産は、ベンチャー系の企業にとって、大きなビジネスのチャンスになっているので、中にはずさんな操業で飲料水の地下水を汚染し、井戸水から

メタンガスが随伴、住民とのトラブルの例も報告されている。

・シェールオイル事業の頑健性をもたらした技術革新の中でも、特に近年のビッグデータを用いたコンピュータ解析技術の進展はインパクトが大きい。米国は、100 年前から、全土の地下構造のビッグデータを追跡調査、蓄積している。

3．3．2　米国シェール田の分布と特徴

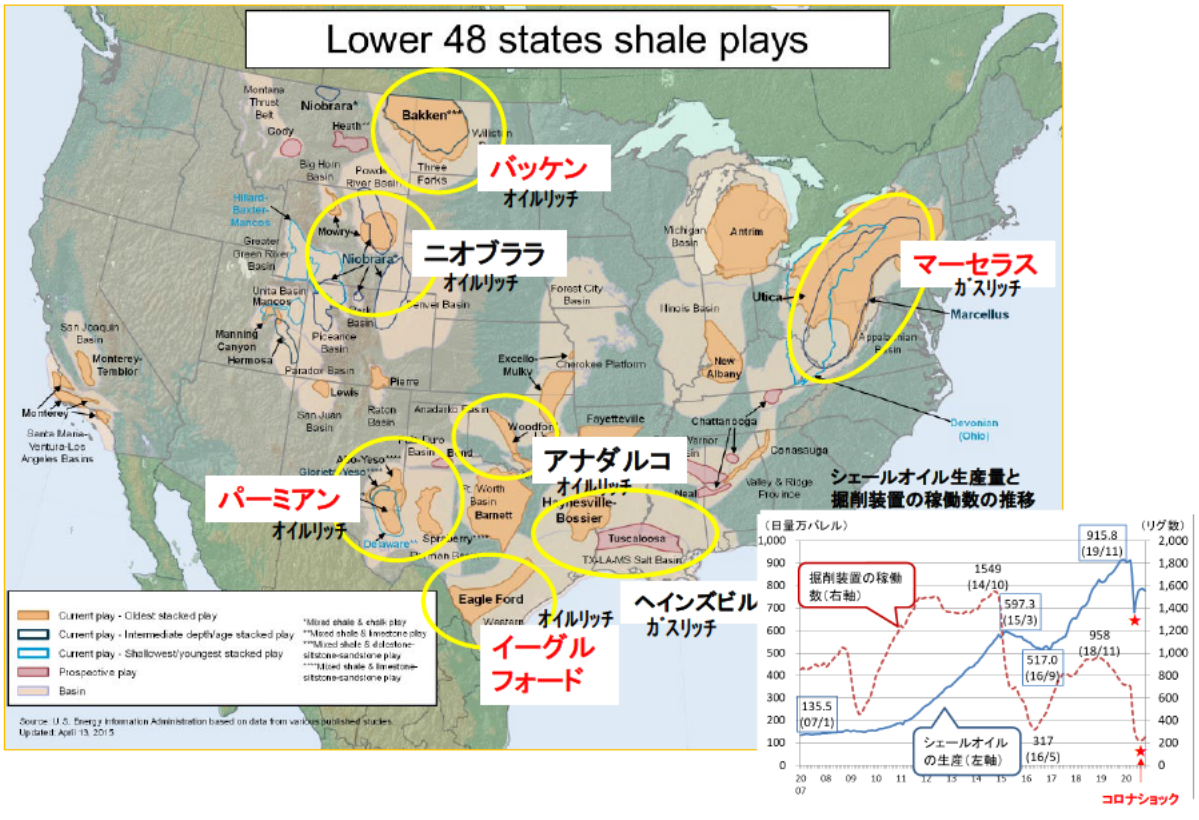
・ロジスティクス、ガスオイル集積場、スプリッターの立地を背景に開発が進んだ 2014 年後半以降のシェールガスとオイルの産地を示す（図表 3.3.1 参照）。

・主に、シェールガスが産出する地域としてマーセラス/ウティカ（ニューヨーク州、ペンシルベニア州、オハイオ州、ウェストヴァージニア州）、ヘインズビル（テキサス州、ルイジアナ州）がある。マーセラスとウティカはほぼ同じ地域に存在するが、ウティカはマーセラス頁岩が形成されたデボン紀より古いオルドビス紀の頁岩であるため、マーセラスよりも深い地層に存在する。マーセラス、ウティカではシェールオイルはほとんど産出されない。

・主にシェールオイルが産出する地域として、パーミアン（テキサス州、ニューメキシコ州）、イーグルフォード（テキサス州）、バッケン（ノースダコタ州、モンタナ州）、アナダルコ（オクラホマ州、テキサス州）、ニオブララ（ワイオミング州、コロラド州）がある。

・パーミアンは主としてシェールオイルが産出する地域だが、随伴してシェールガスも産出しており、その産出規模はヘインズビルを上回っている。

図表 3.3.1　米国シェールガス・オイル田の分布



（出所）米国 EIA. Drilling Productivity Report EIA を基に RING 編集、2020 年 10 月

３．３．３　最近の米国シェールオイル・ガスの開発状況

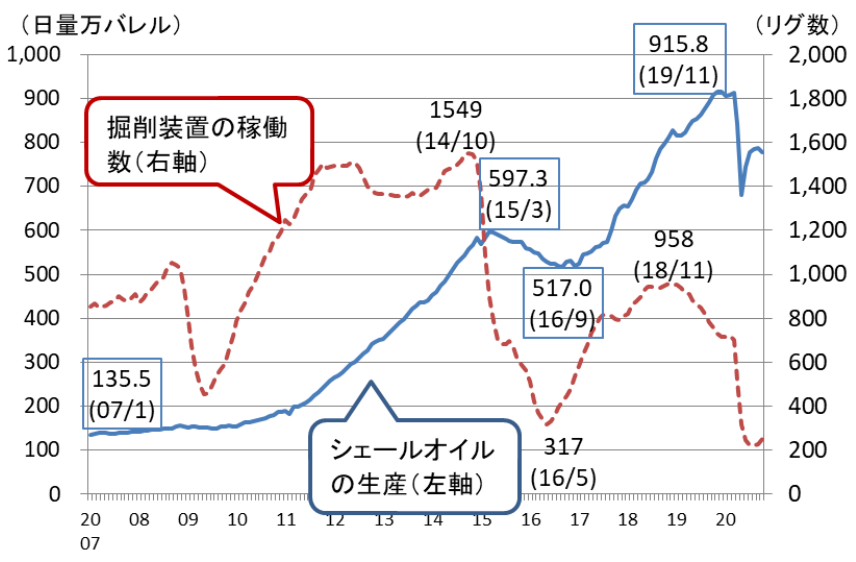
（１）　2020 年に入っての米国シェールオイルの生産

・米国シェールオイルの生産推移を図表 3.3.2 に示す。

シェールオイルは 2019 年 11 月に日量 916 万バレルまで上昇して史上最高水準を更新した。

しかし、その後、同生産は横ばいとなり、2020 年春のコロナ禍でシェールオイルの生産は急落した。

図表 3.3.2　シェールオイルの生産とリグ（掘削装置）の稼働数



（出所）米国 EIA, "Drilling Productivity Report"から作成

・2020 年 5 月時点では同 680 万バレルと 3 月からの下落幅は日量 240 万バレル近くにもなる。6 月以降、シェールオイルの生産は回復に転じているが、10 月時点でも日量 770～780 万バレル程度の生産にとどまっている。

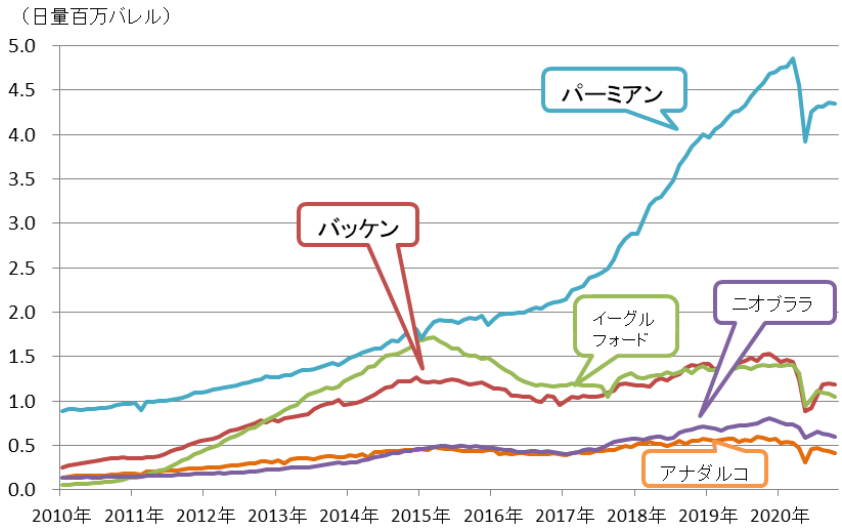
原油価格が 50$/BBL に達していないため、DUC 油井（Drilling but UnComplete:掘削済みだが、水圧破砕をかけていない未完成油井）からの原油回収については、採算に乗るものの、掘削段階からの原油回収は不採算で本格的な増産に至っていない。

・ダラス連銀のアンケート調査(2020 年 3 月)でも、既存油井では損益分岐点は 23～32$/BBL、だが、掘削からの新規油井では 46～52$/BBL となっている。実際、油井掘削のためのリグ（掘削装置）の稼働数も 2020 年初（700 基超）から夏にかけて 220 基程度まで低下したが、その後も力強い増加とはなっておらず、新規油井を掘削してシェールオイルの生産を増やす状況にはない。

・産地別のシェールオイル生産も、コロナ禍の 2020 年春ごろはどの産地においても下落した。とりわけパーミアン、バッケン、イーグルフォードにおいては著しく急落した（図表 3.3.3 参照）。

足下では、原油価格が 50$/BBL 前後に復帰して、徐々にリグの稼働数も増えつつある。

図表 3.3.3　産地別シェールオイル生産の推移

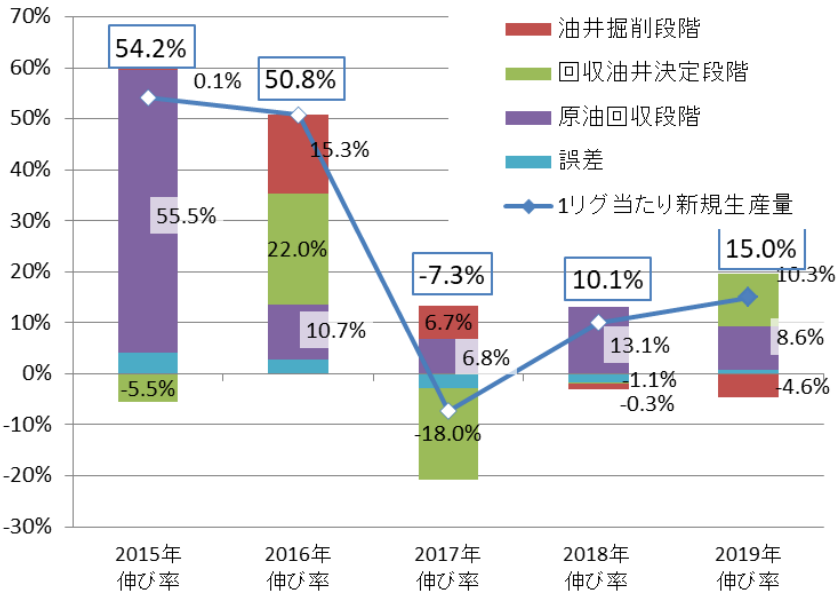


（出所）米国 EIA, "Drilling Productivity Report"から作成

（2）　シェールオイル田開発の生産性向上

図表 3.3.4 の通り、生産性の指標である 1 リグ当たり新規原油生産量は、2017 年を除いて増加している。開発段階別に見た場合、水圧フラッキングをかけて原油回収する段階での生産性改善が続いており、2016 年から 2019 年にかけて年率 7～13%程度改善している。

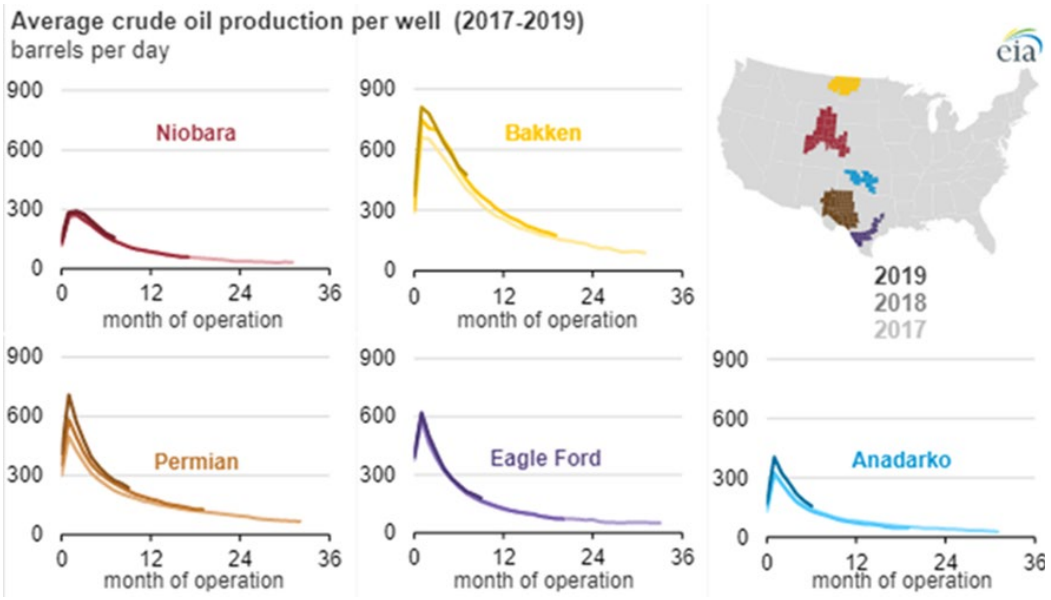
図表 3.3.4　開発段階別に見た 1 リグ当たり新規生産量伸び率の推移



（出所）米国 EIA, "Drilling Productivity Report"から作成

・産地別にシェールオイルの油井生産プロファイルを見ても、パーミアン、バッケン、アナダルコのように油井生産プロファイルが最近においても上方シフトしている産地が存在している（図表 3.3.5 参照）。

図表 3.3.5　2017 年から 2019 年にかけての産地別シェールオイル生産のプロファイル



（出所）米国 EIA, "U.S. crude oil production efficiency continues year-over-year improvements" *Today in Energy* January 24 2020

・シェール層の水圧破砕によって SVR（Stimulated Reservoir Volume)、いわゆる人工的につくった液だめの容量をどれくらい拡大できるかがその油ガス田の生産量を左右する。水平坑井の距離を延長して、水圧破砕をかける坑井の穴を多く設けて、実際の水圧破砕時には多くのプロパントを注入することでシェールオイルの原油回収量を年々増やすことに成功している。しかし、コロナ禍の原油生産ショックはこれまでのシェールオイルの生産性改善の取り組みをもってしても補うことはできなかった。

（3）　パーミアンシェール層の特徴と最近の掘削状況

・パーミアンシェール層の特徴

－パーミアンはテキサス州西部からニューメキシコ州にかけて広がる原油含有砂岩と炭酸塩と頁岩で構成される堆積盆地である。パーミアンでは原油が採掘されるものの、その大半は堆積盆地の中のミッドランド盆地とデラウェア盆地に集中している。

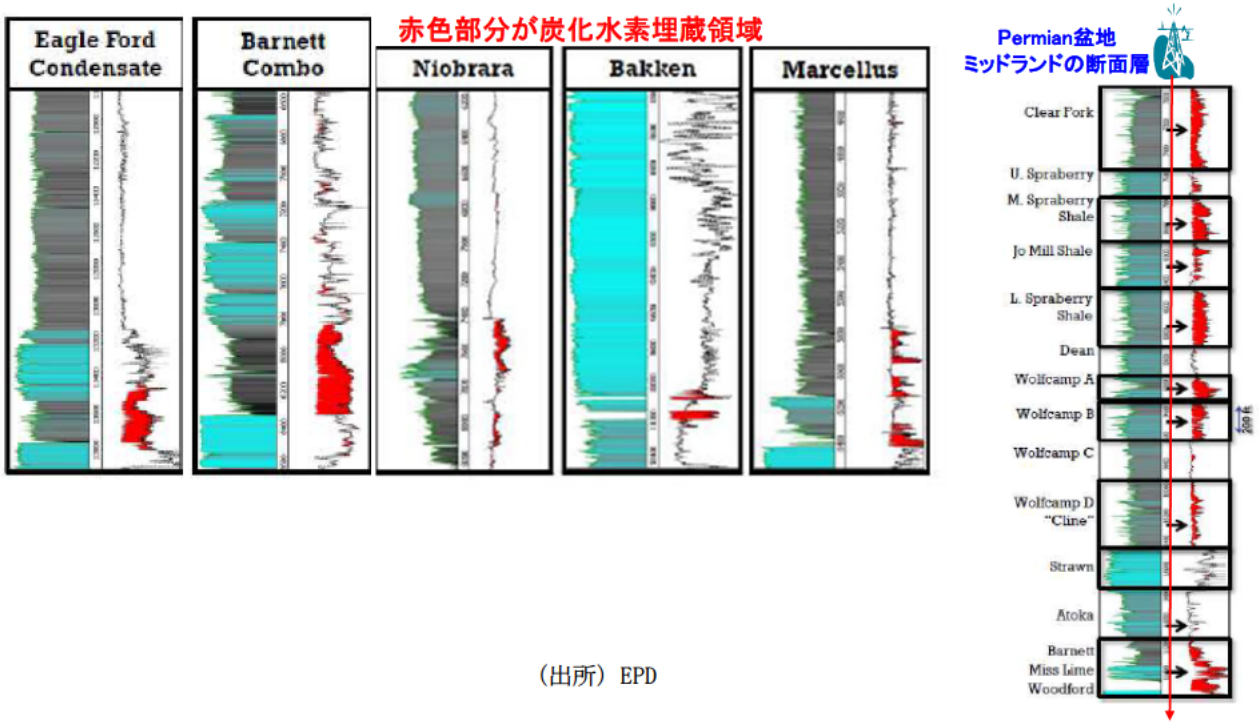
－もともとパーミアンには原油が埋蔵していて原油開発が進んでいたが、シェールオイルの開発についてはパーミアンが複雑な地質的特徴を持っていたこともあってバッケンやイーグルフォードよりも開発が遅れていた。2017 年ごろから 19 年末にかけて生産が飛躍的に伸びている。中でもミッドランド盆地の Wolfcamp 地層が注目を集めている。Wolfcamp はパーミアンにある地層の中ではより深く厚みがあるが、4 つの炭化水素の層が積み重なっていて効率的にシェールオイルが回収できる。Wolfcamp においても、他の産地同様、水平坑井の長さを延長したり、砂やプロパントの量を効果的に投入したりして水圧破砕を行うことで原油回収を増やしてきた。同地層での水平坑井の長さは 2005 年の 2,500 フィートから 2018 年には 8,500 フィートまで伸びている。また水圧破砕について二つ以上の水平坑井で同時に水圧破砕をかけるジッパー型水圧破砕も活用している。

・パーミアンと他のシェール産地との相違点

パーミアンが他のシェールの産地と比べて異なる点はその地層とロケーションにある。

－パーミアンの地層は他のシェールの産地の地層と異なり、原油などが含まれる頁岩層がミルフィーユ状に重なっている（図表 3.3.6 参照）。そのため、場所を変えることなく深度を変えるだけでシェールオイルの生産を増やすことができる。

図表 3.3.6　パーミアン地層と他のシェール産地との違い



（出所）EPD

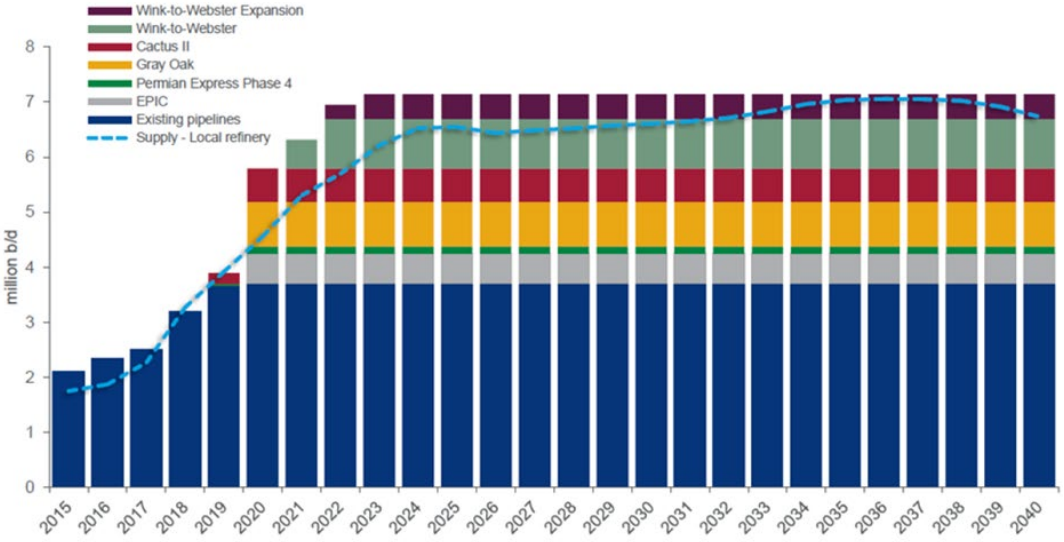
・例えばデラウェア盆地では Wolfcamp 地層と Bone Spring 地層は商業生産が可能であることが証明されており、その他の地層についても有望性が指摘されている。
パイオニアナチュラルリソーシズによると、パーミアンの原油埋蔵量はサウジアラビア最大の油田であるガワール油田に匹敵するとしている。

・PADD3 に近い優位なロケーション
パーミアンは WTI 原油の受け渡し地でもあるクッシングのような石油精製拠点および、ヒューストンやコーパス・クリスティなどの輸出拠点などに近く、パイプラインで直接結ばれているため、生産されるシェールオイルは、他の産地と比べて輸送などの点で地理的に優位である。
この地では、200 社以上がシェールオイルの開発を行っている。しかし、原油生産が大きく伸びた 2018 年から 2019 年にかけて原油輸送パイプラインの建設が追い付かず、輸送の支障となっていた時期があった。その後、パーミアンから湾岸等へのパイプラインが増設されることで原油輸送のボトルネックは解消されている（図表 3.3.7 参照）。
なお、パイプラインについて Wood Mackenzie 社は、長期的には米国の原油輸出の高まりからパイプライン輸送能力が限界を迎え、更なるパイプラインの建設が必要になると指摘している。

－ただし、後述するように、中流の最大手 EPD 社の中長期設備投資戦略（2020 年 3 月）によれば、コロナ禍の影響で、パーミアンからのパイプライン増強は、進行中のプロジェク

トを除き保留中である。

図表 3.3.7　パーミアン原油供給とパイプラインの輸送能力（百万バーレル/日）



（出所）Wood Mackenzie, ″3 reasons why the Permian basin needs 1 more crude pipeline″ July 18 2019

・比較的健全な財務体質

パーミアンでシェール事業を営む企業は、地域的メリットを享受したことで財務体質が比較的健全であった。実際、パーミアンで事業活動を行う企業の収益に対する債務の割合や信用与信枠（クレジットライン）の使用割合はバッケンやイーグルフォードの企業のそれよりも低い。

この様なパーミアンの財務面での優位性は金融市場においても評価され、借入制約が比較的低くなり、また証券市場においても起債や新株発行が容易であった。パーミアンで開発活動を行う企業が高い流動性を確保できたことは他のシェール産地と比べて掘削や生産を継続しやすくした要因の一つといえる。

・パーミアンにおける活発なシェール権益売買の状況

ーパーミアンの有望性は 2020 年現在に至るまで関係者の間で共有されており、パーミアンに関連する石油開発企業の買収や権益の購入も依然として活発である。2017 年以降のパーミアンをめぐる主な企業買収や権益購入を図表 3.3.8 にまとめる。中堅の開発企業だけでなく、石油メジャーも参加している。

図表 3.3.8　パーミアンをめぐる企業買収・権益購入の動き

（億ドル）

取引完了月	買収企業	取引相手	買収金額
2017年2月	ExxonMobil	Bass	66.0
2018年7月	Concho Resources	RSP Permian	95.0
2018年10月	BP	BHP Billiton	105.0
2018年11月	Diamondback Energy	Energen	92.0
2019年12月	Callon Petroleum	Carrizo Oil & Gas	32.0
2020年3月	WPX Energy	Felix Energy	25.0
2020年8月	Occidental Petroleum	Anadarko	380.0
2020年9月＊	Devon Energy	WPX Energy	25.6
2020年10月	Chevron	Noble Energy	50.0
2020年10月＊	ConocoPhillips	Concho Resources	97.0
2020年12月＊	Pioneer Natural Resources	Parsley Energy	45.0

（注）＊は取引発表月。企業買収や権益購入にはパーミアン以外の権益も含む。

（出所）各社ホームページ情報を基に作成、2020 年 10 月

－石油メジャーは中堅企業に比べて財務構造が健全であり、M&A や権益購入を仕掛けやすい。2020 年 8 月に完了した Occidental petroleum 社の Anadarko 社買収は石油メジャーの Chevron 社も狙っていた案件であった。

このような M&A や権益売買の増大には、売り側にとって競争激化や資金繰り困難等による業績悪化や投資制約で、企業そのものや関連権益を売却せざるを得ないという事情もあるが、買い手、特に石油メジャーにとってシェール開発は従来の石油開発と異なって採掘から回収まで比較的短期間でサイクルを回すことができ、事業見通しが立てやすいことも影響している。

－世界の温暖化防止の潮流において、長期的な石油開発の投資環境が不透明になる中で、ショートサイクルのシェール開発は魅力的といえる。

（4）　アナダルコの開発状況と将来性

現在、パーミアン以外で注目を集めているのは、オクラホマ州のアナダルコ地域である（図表 3.3.9 参照）。

・2019 年 1 月の IHS 社の報告によると、アナダルコには、シェールオイルとシェールガスの可採資源量（技術的に生産できる資源量）がそれぞれ 160 億バレル、200 兆立方フィートを超えるとしている。アナダルコの中では、可採資源量 30 億バレルの Woodford 地層が代表的な地層とされてきたが、同報告では、更に多くの可採資源量が眠る Simpson 地層（35 億バレル）を明らかにしている。

・ダラス連銀の「Dallas Fed Energy Survey」でも損益分岐点が新規油井 47$/BBL、既存油井 27$/BBL とパーミアンのミッドランドに次いで低い。

・アナダルコの特徴は、シェール開発で発生する廃水量が他のシェール産地と比べて少ない点にあり、今後シェール開発企業が取り組まなければならない廃水処理問題が比較的軽微に済むと見られる。更に、アナダルコがあるオクラホマ州には WTI 原油の受け渡し地として有名なクッシングがあって、パイプライン網が充実している。このような好立地から、

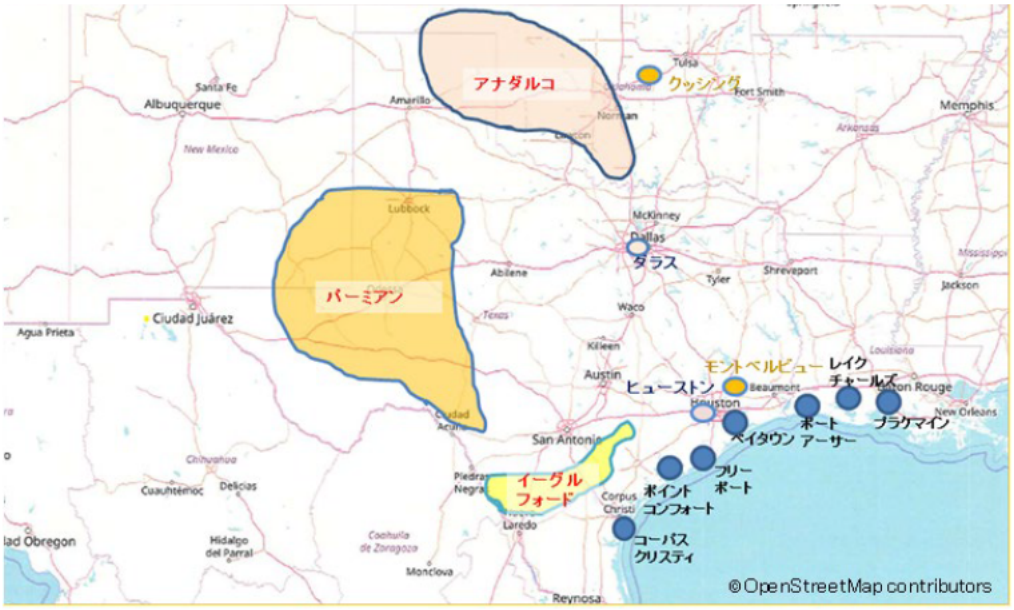
アナダルコ地域からのシェールオイルの輸送コスト等が安価となり、シェール開発企業は利益を上げやすい環境にある。

・現在のところ、アナダルコではスイートスポット（高生産油井）全体の 2 割程度しか掘削されていない。残るスイートスポットの開発が進めば、4,000～5,000 の水平坑井が追加掘削されると見込まれいる。

問題点は、アナダルコの複雑な地層形状にあり、さらなる地層観測を進めないと正確な埋蔵量と埋蔵場所が特定できない。実際に同地で開発を進めている企業も生産性の低さに苦慮している状況である。

更に、金融環境の悪化等から資金制約を受けているため、開発企業はリソースを生産性の高いパーミアンでの開発事業に振り向けていて、そのあおりをアナダルコの開発事業が受けている。更に、コロナ禍と油価低迷で生産を落とさざるを得ない状況である。

図表 3.3.9　イーグルフォード、パーミアン、アナダルコ、周辺の立地条件



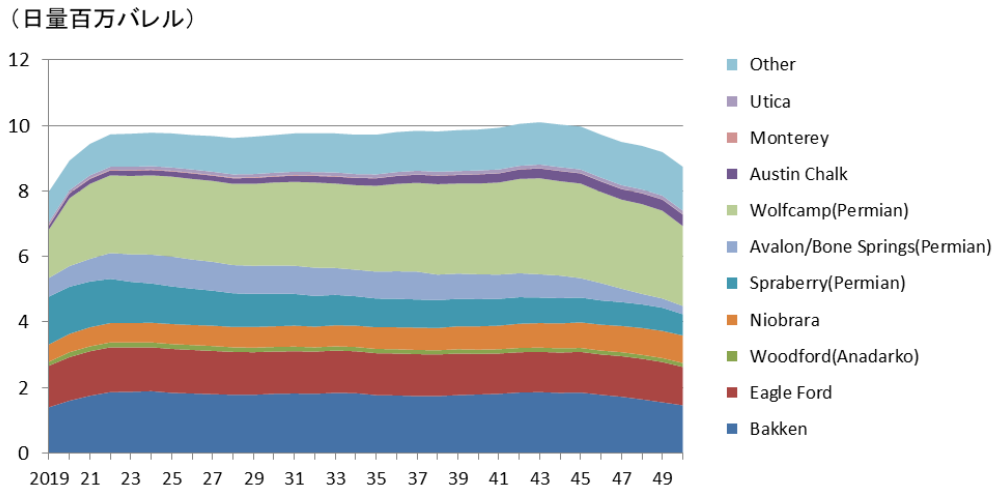
（出所）RING 作成

３．３．４　米国シェールオイルの産地別生産量推移と予測

（１）　米国エネルギー情報局（EIA）の年間エネルギー見通し 2020 年版（AE02020）

2019 年の日量 799 万バレルから 20 年代前半には 1,000 万バレル近くまで増産され、その後 2040 年代前半まで横ばいで推移する見込みである（図表 3.3.10 参照）。

図表 3.3.10　産地別のシェールオイル生産見通し



（出所）米国 EIA, "Annual Energy Outlook 2020" January 2020

（２）　シェールオイルの産地別生産量予測

パーミアンの生産規模が 2040 年代前半まで全体の 4 割超を占めていて比較的大きい存在感を維持する見通しである。中でも Wolfcamp 地層からの生産が 2040 年代前半まで日量 300 万バレル近くまで増えるものと見込まれている。

なお、AEO2020 は 2020 年 1 月に発表されていてコロナ前の予測であり、コロナ禍の影響を織り込んでいない。そのため、短期的にはコロナ禍の影響でシェールオイル生産減少と生産回復の遅れが生じる可能性がある。

３．３．５　米国天然ガスの産地別生産量推移と予測

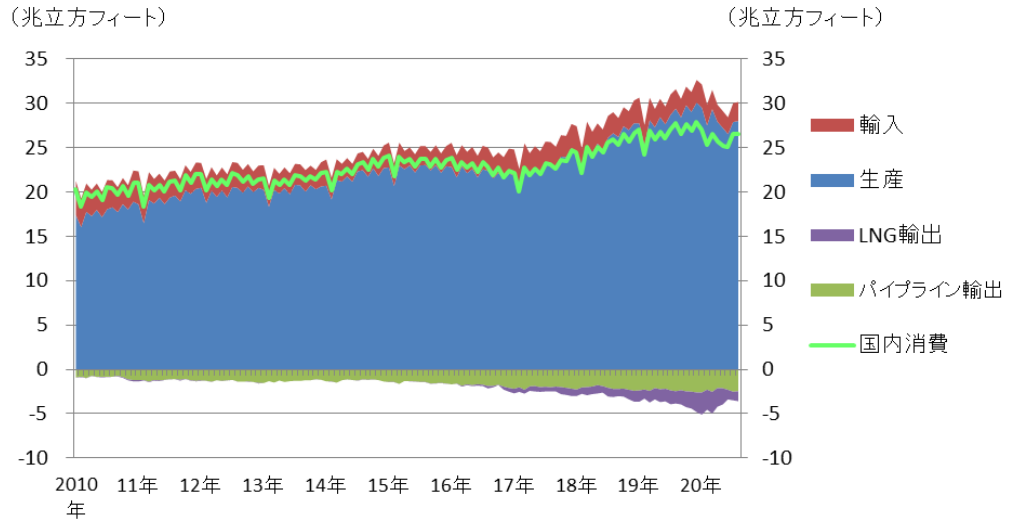
（１）　米国天然ガスの生産と輸出

近年の米国の天然ガス生産はシェールガスの生産拡大もあって 2017 年以降は拡大を続けている（図表 3.3.11 参照）。

2019 年 12 月には 30 兆立方フィートに到達した。2017 年からの天然ガス生産の拡大で、ガスの供給は米国の内需をかなり上回っており、その結果、米国産天然ガスのパイプライン輸出に加えて液化天然ガス（LNG）輸出も増加することになった。

・パイプライン輸出は 2010 年代前半の 0.8～1.5 兆立方フィートから、2019 年には 2.6 兆立方フィートまで拡大している。
・LNG 輸出は 2010 年代後半に湾岸や東部に LNG 輸出基地が整備されるに伴って急増しており、2020 年初にはパイプライン輸出の規模に近づいている。
・2020 年以降はコロナ禍の影響もあって天然ガス生産・輸出ともに落ち込んでいる。

図表 3.3.11　米国天然ガスの生産・輸出・輸入の推移

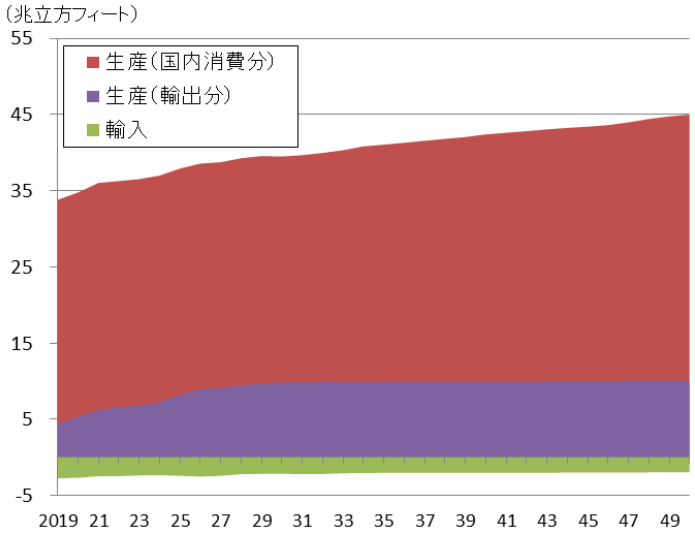


（出所）米国 EIA ウェブサイトから作成、2020 年 10 月

（２）　今後の天然ガス生産見通し

EIA の年間エネルギー見通し 2020 年版（AEO2020）によると、2019 年の 33.8 兆立方フィートから増加を続け 2050 年には 45 兆立方フィートまで増加するとみている（図表 3.3.12 参照）。増分の大半は輸出と国内産業用途に充てられる。なお、コロナ禍による天然ガスの生産減少は短期的だろう。米国 EIA は短期見通し（2020 年 11 月）では、2021 年について AEO2020（36 兆立方フィート）から 1.1 兆立方フィート分減産されると見込んでいる。

図表 3.3.12　米国天然ガスの生産・輸出・輸入の見通し



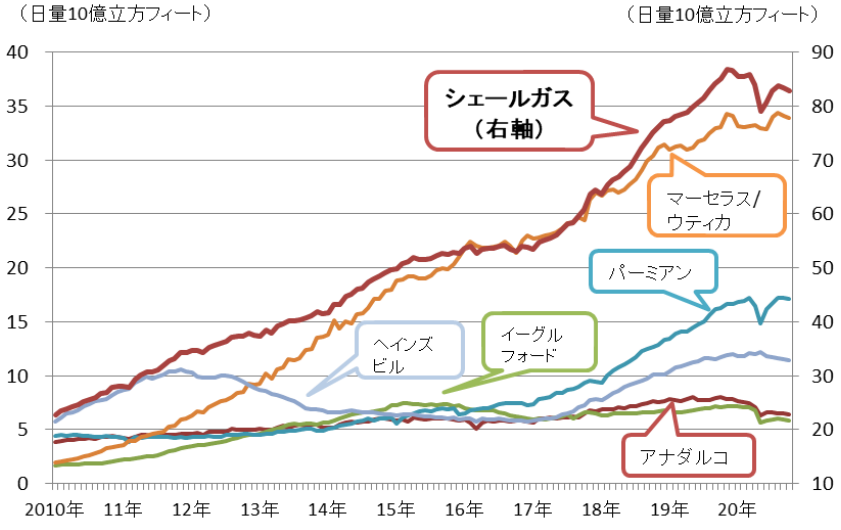
（出所）米国 EIA, "Annual Energy Outlook 2020" January 2020

（３）　米国シェールガスの産地別生産推移と予測

・米国シェールガスの生産は増加を続け、2019 年 11 月には日量 868 億立方フィートまで達した。しかし、今春以降のコロナ禍もあって同生産が低下しており、2020 年 5 月には同

791 億立方フィートになった。2020 年夏以降の生産は回復に転じるもののその勢いは緩やかである（図表 3.3.13 参照）。

図表 3.3.13　米国産地別シェールガス生産の推移



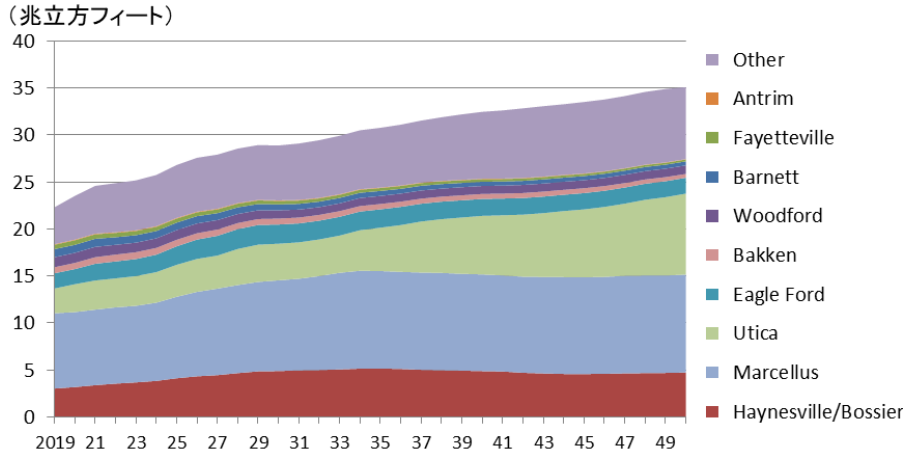
（出所）米国 EIA, "Drilling Productivity Report"から作成、2020 年 10 月

・産地別では、シェールオイル随伴型のパーミアンなどでは今春にシェールガスの生産急落が見られたが、シェールガスの生産が主であるマーセラス/ウティカやヘインズビルではシェールガスの急激な生産低下は見られなかった。

・今後のシェールガスの生産見通し

AEO2020 では 2019 年の 22 兆立方フィートから 50 年にかけて 35 兆立方フィートまで増加すると見込んでいる（図表 3.3.14 参照）。産地別ではシェールガス生産が主であるヘインズビルやマーセラスが 2030 年代前半まで増産し、その後も堅調な生産を続ける。2030 年代後半以降はウティカが生産幅を拡大する。ただし、AEO2020 はコロナ前の予測であり短期的には生産は低下するとみられる。

図表 3.3.14　米国産地別シェールガス生産の見通し



（出所）米国 EIA, "Annual Energy Outlook 2020" January 2020

３．３．６　米国及び世界のシェール可採資源量と技術開発のインパクト

（１）　世界のシェール可採資源量

・米国 EIA は 15 年 9 月に世界 46 ヵ国のシェール資源の可採資源量について調査した。これが 2020 年時点において最新である。

－可採資源量とは、技術的に生産できる資源量を表し、経済性やその存在の確からしさなどを厳密に考慮していないという点で「確認埋蔵量」より広い範囲の資源量を表す。

－世界 46 ヵ国合計の可採資源量は、シェールガスは 7,577 兆立方フィート、シェールオイルは 4,189 億バレルに達する。BP 統計が示す 2019 年時点の世界の天然ガス、原油の確認埋蔵量と比較すると、それぞれ 108%、24%に相当する（図表 3.3.15 参照）。

・国別では、米国はシェールガスの可採資源量は 623 兆立方フィート、シェールオイルの可採資源量は 782 億バレルとなっており、これらは米国の天然ガスと原油の確認埋蔵量のそれぞれ 1.4 倍、26.1 倍に達する規模である。

・米国以外では、シェールガスについては中国（1,115 兆立方フィート）、アルゼンチン（802 兆立方フィート）、アルジェリア（707 兆立方フィート）の資源量が米国よりも大きく、シェールオイルについてはロシア（746 億バレル）、中国（322 億バレル）の資源量が米国に次いで大きい。

図表 3.3.15　世界におけるシェールガス、シェールオイルの可採資源量と確認埋蔵量

地域	国	可採資源量 シェールガス（兆立方フィート）	可採資源量 シェールオイル（10億バレル）	確認埋蔵量 天然ガス（兆立方フィート）	確認埋蔵量 原油（10億バレル）
北米	カナダ	572.9	8.8	70.1	18.2
	メキシコ	545.2	13.1	6.3	2.2
	米国	622.5	78.2	454.6	3.0
オセアニア	豪州	429.3	15.6	84.4	0.5
南米	アルゼンチン	801.5	27	12.7	0.3
	ボリビア	36.4	0.6	7.5	
	ブラジル	244.9	5.3	13.3	0.8
	チリ	48.5	2.3		
	コロンビア	54.7	6.8	3.6	0.2
	パラグアイ	75.3	3.7		
	ウルグアイ	4.6	0.6		
	ベネズエラ	167.3	13.4	222.4	7.7
ロシア・東欧	ブルガリア	16.6	0.2		
	リトアニア	2.4	1.4		
	ポーランド	145.8	1.8	2.6	
	ルーマニア	50.7	0.3	3.6	0.1
	ロシア	284.5	74.6	1340.5	11.2
	トルコ	23.6	4.7		
	ウクライナ	127.9	1.1	38.5	
西欧	デンマーク	31.7	0	0.0	0.1
	フランス	136.7	4.7		
	ドイツ	17	0.7	0.8	
	オランダ	25.9	2.9	6.1	
	ノルウェー	0	0	54.1	1.1
	スペイン	8.4	0.1		
	スウェーデン	9.8	0		
	英国	25.8	0.7	6.6	0.5
北アフリカ	アルジェリア	706.9	5.7	153.1	1.1
	エジプト	100	4.6	75.5	0.4
	リビア	121.6	26.1	50.5	3.0
	モーリタニア	0	0		
	モロッコ	11.9	0		
	チュニジア	22.7	1.5		0.0
	西サハラ	8.6	0.2		
サブサハラアフリカ	チャド	44.4	16.2		0.0
	南アフリカ	389.7	0		
アジア	中国	1115.2	32.2	296.6	1.5
	インド	96.4	3.8	46.9	0.5
	インドネシア	46.4	7.9	50.5	0.5
	モンゴル	4.4	3.4	33.4	
	パキスタン	105.2	9.1	14.2	
	タイ	5.4	0	6.3	
中央アジア	カザフスタン	27.5	10.6	93.7	0.5
中東	ヨルダン	6.8	0.1		
	オマーン	48.3	6.2	23.5	0.6
	UAE	205.3	22.6	209.7	9.8
合計		7,576.60	418.9	7019.0	1733.9

（出所）米国 EIA, "World Shale Resource Assessments" September 24, 2015、BP 統計

（2） シェールガス、オイル回収技術進化によるインパクト

地球上にはどれくらいのシェールガス油が存在し、技術進化はどの程度のインパクトがあるかを以下に要約する。

－地下で例えば 100 の炭化水素ができた場合、この石油根源岩の中にとどまるものは 80%程度だといわれている。残り 20%の炭化水素が地下で加えられた圧力と温度によって非常に長い時間をかけて、中近東やロシアに代表される「在来型の油・ガス田」に移動していく。石油根源岩の地下から採り出しやすい「在来型の油・ガス田」に移動する量は、その約 1 割（全体の 2%）と言われている。

－この 2%に対して地上に取り出せるのは、油の場合 35%程度であるため 0.7%(2%×35%)ということになる。在来型の油ガス田に移動した量は地球上に存在する油ガスのごくわずかである。言い換えれば、地球上にはまだ、大量の油ガスが存在していることになる。

――一方、シェールオイルも回収できるようになった。どれくらいのものが取り出せるのかというと、7%といわれている。80%に 7%を掛けると 5.6%。ここで最も強調したいのは、5.6%を 0.7%で割ると 8 倍になる。これがシェールの持つインパクトである。

3．3．7　原油及び天然ガスの輸送

（1）　米国の原油パイプライン

クッシング、パーミアン、湾岸を結ぶ三角形を軸に拡大している（図表 3.3.16 参照）。

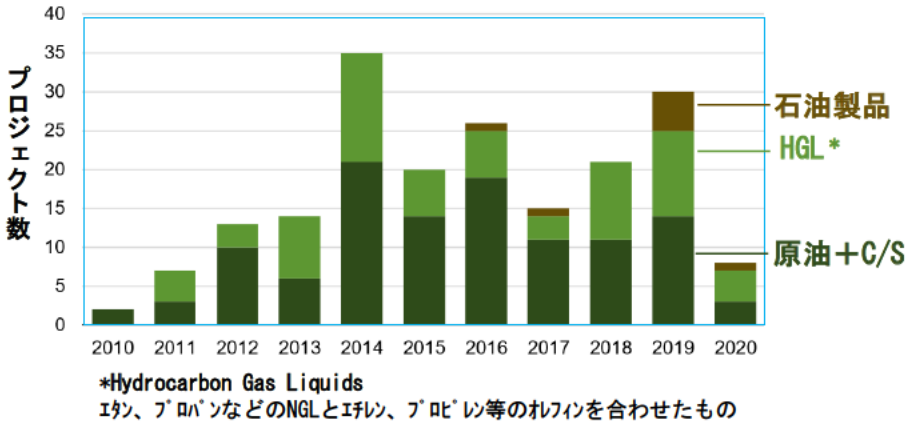
図表 3.3.16 原油パイプライン網と同建設プロジェクトの完成数の推移

（出所）米国 EIA ウェブサイト、同，"EIA’s liquids pipeline database provides detail on U.S. petroleum infrastructure changes" *Today in Energy* June 11 2020

・2010 年以降の米国パイプライン・プロジェクトは 225 件で、そのうち 60%が原油＋　コンデンセート（C/S）で、35%が HGL（Hydrocarbon Gas Liquids）である。

なお、HGL とは、エタン、プロパンなどの NGL とエチレン、プロピレンなどのオレフィンを合わせたものを指す（図表 3.3.17 参照）。

図表 3.3.17　米国のハイドロカーボンパイプライン・プロジェクト数の推移



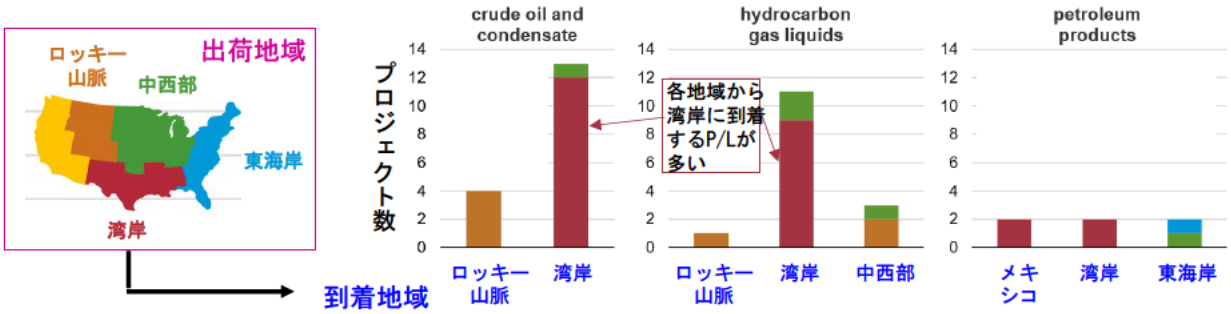
（出所）　EIA’s liquids pipeline database provides detail on U.S. petroleum infrastructure changes に基づき RING 作成

－これまでパーミアン、イーグルフォード、そしてバッケンからの原油輸送能力不足が課題であったが、近年のパイプラインの建設でこれらの原油輸送のボトルネックは解消する方向に進んでいる。
2019 年中には 14 件、20 年 1～4 月までに 3 件の原油パイプラインが建設されており、うち、12 件が湾岸地域での建設であった。20 年以降も近年増強が進む Corpus Christi など湾岸の原油輸出基地へのパイプライン建設等の計画が存在する。
ただし、コロナ禍による投資見直しが発生しており、パイプライン建設が遅延する恐れもあり、その建設計画の進捗に注意が必要である。

（2） ガルフ湾岸広域ハイドロカーボンチェーンの形成と拡大

原油、コンデンセート及び HGL のほとんどはメキシコ湾岸地域内で輸送されている。湾岸内の油田、特にパーミアンから原油＋コンデンセート、HGL が出荷されて湾岸内のプラントに到着している（図表 3.3.18 参照）。

図表 3.3.18 油種毎パイプラインの出荷・到着地域（2019 年 1 月～2020 年 4 月）



（出所）米国 EIA

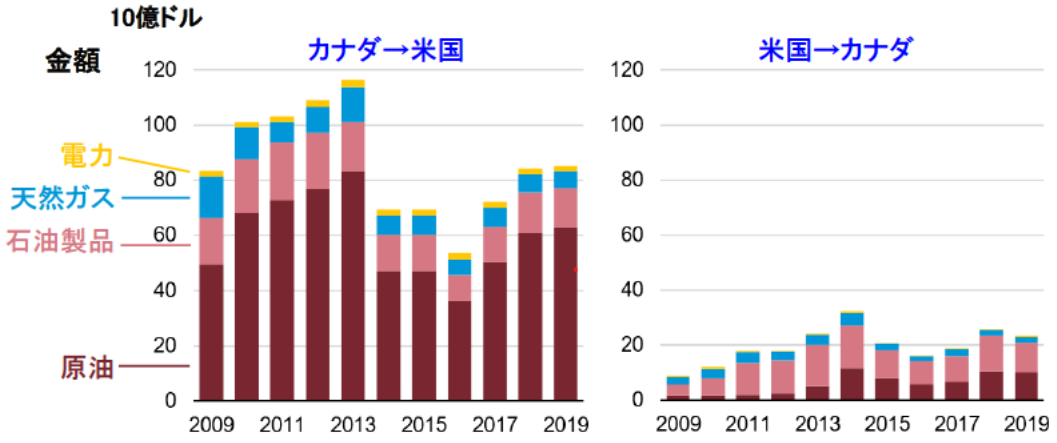
2018～2020 年に、シェール関連パイプラインが多数稼動している。これらのパイプライン・プロジェクトによるハイドロカーボンネットワーク拡充によって、特に、PADD3 はシェール田から下流工業団地までが直鎖する世界最大の広域ハイドロカーボン工業団地を形成し、そのチェーンは現在も拡大中である。

ただし、2020 年はコロナ禍でパイプライン拡張工事の延期やキャンセルが発生しており、プロジェクト件数は 2010 年来に急減している。

（3） 米国エネルギーの最大輸入元はカナダ

・米国のエネルギー輸入元第 1 位はカナダであり 2019 年は 850 億ドルに達した。
・エネルギー輸出先もメキシコに次ぎ第 2 位で、エネルギーは両国間貿易の主力である。

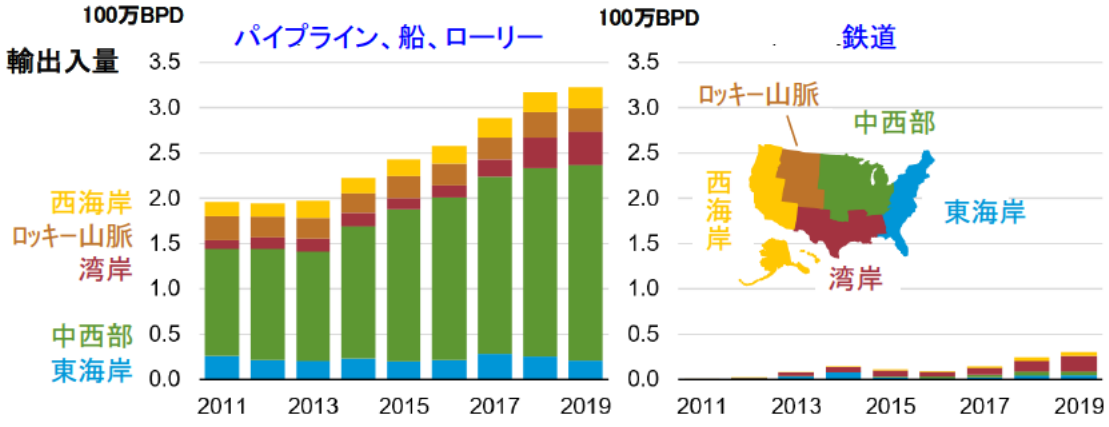
図表 3.3.19　米国・カナダのエネルギー貿易



（出所）米国 EIA

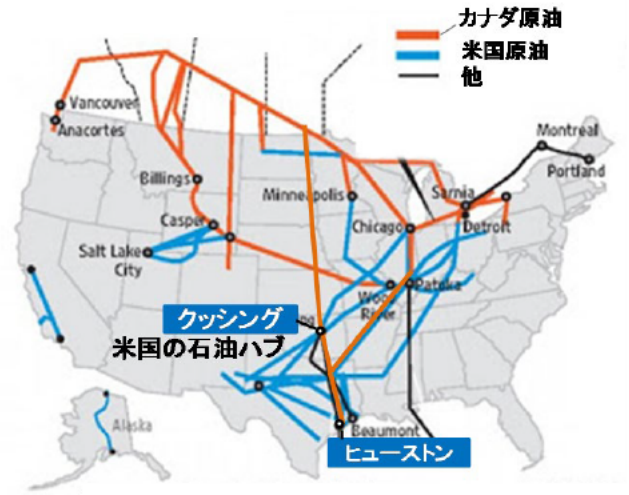
・カナダからの輸入原油は、西部カナダ・アルバータ州の重質高硫黄のオイルサンドであり、主に中西部に送られる（図表 3.3.20 参照）。
　カナダからの天然ガスは米国西部カナダから西海岸、中西部に送られる。
・米国からカナダへは軽質低硫黄原油が主にパイプラインで輸出される。

図表 3.3.20-1　カナダから米国への原油輸送手段、米国とカナダ間主要原油パイプライン



（出所）米国 EIA

図表 3.3.20-2　米国とカナダ間の主要原油パイプライン



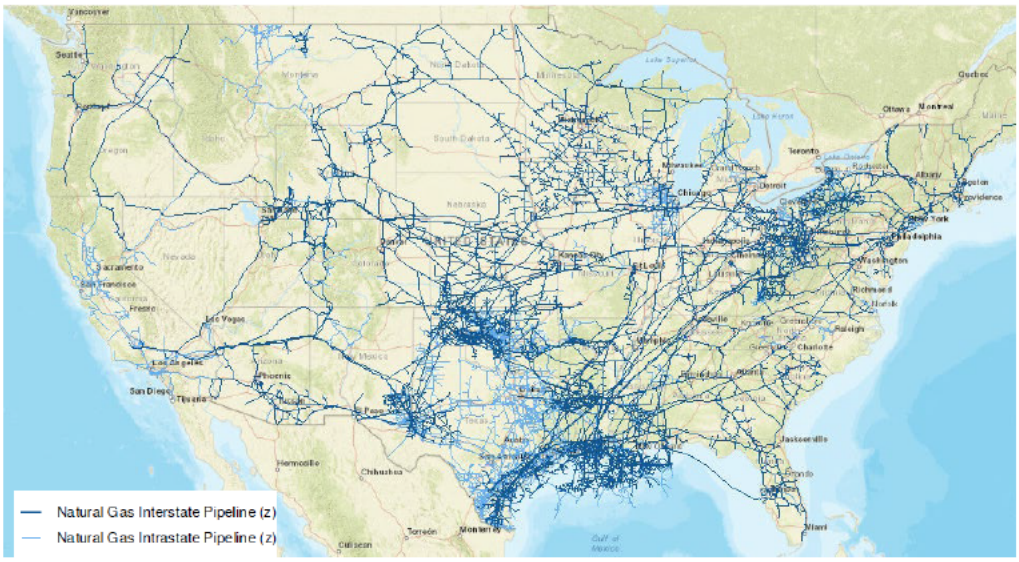
（出所）米国 EIA

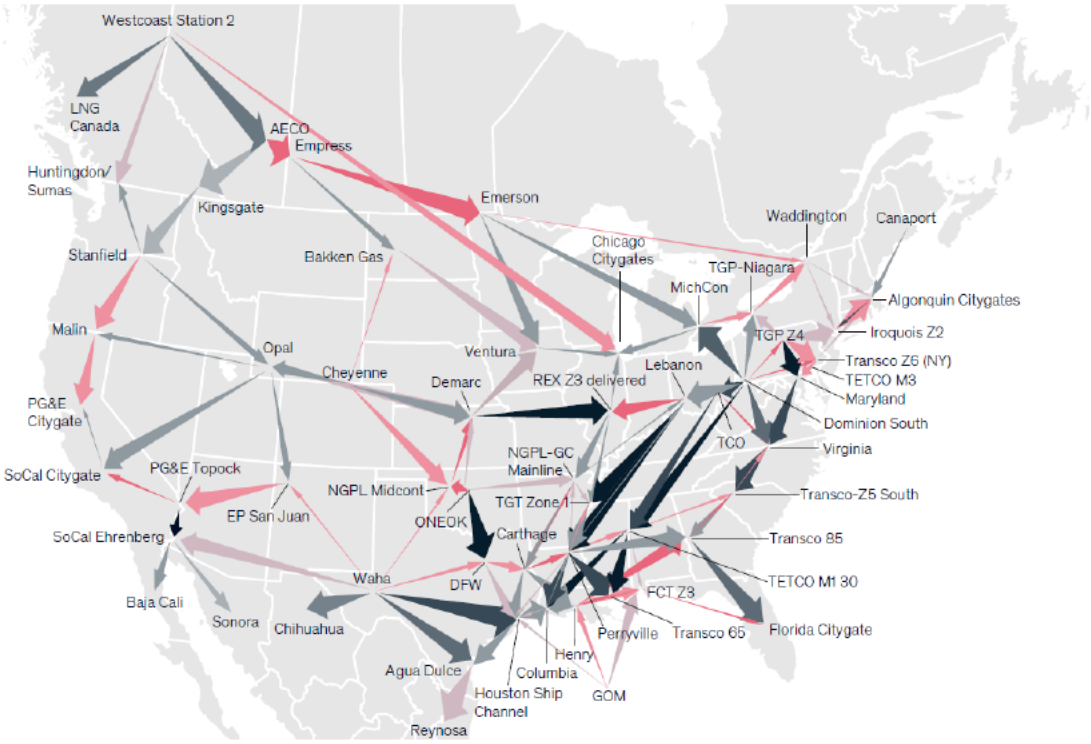
（4）　米国の天然ガス輸送

・図表 3.2.21 に、米国の天然ガス網と天然ガスの流れを示す。北米の天然ガス主要パイプライン網は全土に渡っている。米国の天然ガスパイプライン網には、湾岸、北東部などいくつかハブが存在する。主要パイプサイン網は特に南部と北東部間の配管網が充実している。一方、西部については、ロッキー山脈といった物理的制約のため配管網は乏しい。配管は民間保有資産が主である（Kinder Morgan）。

今後、LNG 輸出のために湾岸等に輸送する天然ガスパイプライン建設が必要といわれている。更に、米国内では多くの州政府が風力や太陽光などの再生可能エネルギー発電の普及を促進している。再エネが普及することで電力供給が不安定となり、安定供給を確保するために天然ガス発電への期待が高まっている。これらの天然ガス発電所に供給するために新たな天然ガスパイプラインが必要である。

図表 3.2.21　北米の主要天然ガス網および天然ガスの流れ





（出所）米国 EIA ウェブサイト、McKinsey & Company, “The future of natural gas in North America” January 6 2020

3．3．8　米国シェール事業（上・中・下流）のサプライチェーンと主要企業の動向

（1）　米国シェール開発のサプライチェーンと棲み分け

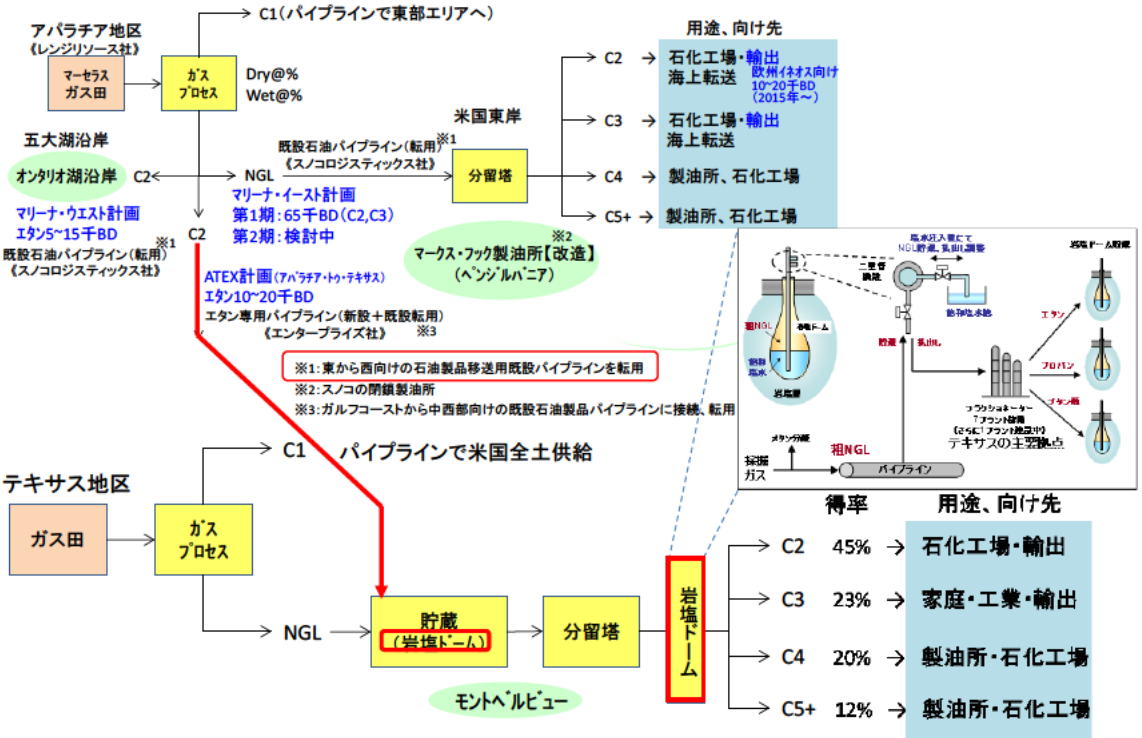
・米国シェール事業では、図表 3.3.22 に示すとおり、上流はオイルメジャー、中流はエンタープライズ（EPD）社を代表とするミッドストリーム企業による事業棲み分けが存在する。しかも、中流企業が天然ガス、NGL の輸送を独占している。
カナダの場合は、上流の中核はエンカナ、中流の中核はスペクトラ社である。

図表 3.3.22　米国シェール事業のサプライチェーンと主要企業

（出所）RING 作成

・米国には、各地区でこの様な、シェールガス油のサプライチェーンが形成されており、石油精製、石油化学事業の国際競争力を格段に高めている。
図表 3.3.23 に米国三大シェール開発地区、バッケン（ノースダコタ地区）、マーセラス（アパラチア地区）、イーグルフォード（テキサス地区）のシェール事業チェーンの内、EPD 社が特に係るテキサス地区とアパラチア地区のサプライチェーンを例示する。

図表 3.3.23　EPD 社モントベルビュー岩塩貯留槽を中継するシェール事業チェーン



（出所）2020 年 RING 作成

（２） 米国シェール開発企業及び中流企業

・現在の主な米国のシェール開発企業を図表 3.3.24 に示す。米国でのシェール開発は主として中堅企業が担ってきた。

図表 3.3.24　米国内の主なシェール開発企業

（百万ドル、日量千バレル）

企業	資本金	売上	営業利益	米国内原油生産	主なシェール権益
ExxonMobil	191,650	264,938	20,056	646	Permian、Bakken
Chevron	144,213	146,516	5,536	724	Permian
ConocoPhillips	34,981	36,670	9,524	347	Eagleford、Bakken、Permian
Occidental Petroleum	34,232	21,232	(420)	714	Permian、Niobrara
EOG Resources	21,641	17,380	3,730	456	Eagleford、Permian、Niobrara
Concho Resources	17,782	4,592	(987)	209	Permian
Pioneer Natural Resources	12,119	9,304	1,108	212	Permian
Hess	8,732	6,510	601	140	Bakken
Noble Energy	8,410	4,438	(1,319)	274	Niobrara、Permian、Eagleford
Continental Resources	6,742	4,632	1,257	198	Bakken、Anadarko
Devon Energy	5,802	6,220	141	150	Permian、Anadarko、Eagleford、Niobrara
Apache	3,255	6,411	(2,546)	105	Permian

（注）2019 年、又は、2019 年末のデータ。

（出所）各社 Annual Report 2019 から作成

・水圧破砕技術に水平坑井という掘削技術を組み合わせてシェール開発の実用化を進めたのは Devon Energy 社であり、シェール革命を先導したのは 2020 年 6 月に破産を申請した新興企業の Chesapeake Energy 社である。

・近年は油価低迷やコロナ禍に伴う原油需要の低下を受けてこれらの中堅企業の業績は悪化しており、他の中堅のシェール開発企業や石油メジャーがこれらの苦境に陥った企業のシェール権益の獲得に動いている。

2009 年に XTO Energy 社を買収した ExxonMobil 社は 2017 年にパーミアンでシェール権益を 66 億ドルで買収した。

同じく Chevron 社は 2020 年 10 月、中堅の Noble Energy 社を買収した。2020 年 9 月にはシェール開発では老舗の Devon Energy 社が WPX Energy の買収を発表しており、10 月には ConocoPhillips 社が中堅の Concho Resources 社の買収を発表している。

こうしたシェール権益をめぐる企業の動きはシェール企業の再編を進めると同時に、シェール開発における石油メジャーの存在感を高めるものとみられる。

・採掘されたシェールオイルやシェールガス、NGL はパイプラインなどで輸送・分留・保管されたのち製油所等に運ばれる。米国ではこの様な機能を担う中流企業が存在感を増している。図表 3.3.25 に米国の主な中流企業を示す。

図表 3.3.25　米国内の主な中流企業

（百万ドル）

企業	資本金	売上	営業利益	ガス精製能力（日量百万立方フィート）	NGL分留能力（日量百万バレル）	NGLパイプライン（マイル）	原油パイプライン（マイル）	天然ガスパイプライン（マイル）
Enterprise Products	24,693	32,789	6,079	9,920	1,027	19,891	5,326	19,386
DCP Midstream	6,605	7,625	(150)	4,941	417	4,550	—	52,100
Oneok	6,226	10,164	1,914	1,933	870	12,870	—	25,500
Targa Resources	4,921	8,671	193	4,438	505	—	—	37,840
Kinder Morgan	33,742	13,209	4,873	—	—	1,115	9,913	70,515
Energy Transfer	21,827	54,213	7,277	8,797	883	8,065	10,770	28,729
Williams	13,363	8,201	1,921	—	541	—	222	28,660
Plains All American Pipeline	13,062	33,669	1,988	7,300	—	1,645	16,890	—
Spectra Energy (Enbridge)	66,043	50,069	8,260	—	—	—	3,810	79,668

（注）2019 年、ないし 2019 年末のデータ。

（出所）各社 Annual Report 2019 から作成

・天然ガス輸送に強い DCP Midstream 社や Kinder Morgan 社や Spectra Energy 社、NGL 分留・輸送まで手掛ける Enterprise Products (EPD)社や Energy Transfer 社など中流企業各社によってその事業ポートフォリオの特徴が異なっている。

なお、Marathon Petroleum 社や Phillips 66 社は、自社でパイプラインを保有して中流的な事業を手掛けているが、最終的に石油等を精製して燃料や原料の卸売・小売販売まで行う下流企業でもあるため図表から外している。

（3）　米国石油メジャーの動き

・現在の米国のシェール開発は独立系の中堅石油企業だけでなく、石油メジャーも米国系を中心に積極的にシェール権益を獲得して開発を進めている。中でも ExxonMobil 社は投資計画である「Growing the Gulf イニシアチブ」を発表してシェール開発に取り組んできた。同イニシアチブは、米国内のシェール資源を利用するために、テキサスやルイジアナの湾岸において 2013 年から 22 年にかけて 200 億ドル投入して 14 点の石油化学、石油精製、潤滑油、液化天然ガスのプロジェクトを遂行する計画である。国外市場をターゲットとして投資が実施される予定であり、4.5 万人の高スキル高賃金の雇用が創出されるとしている。

3．4　中流の最大手エンタープライズ社の中長期戦略

3．4．1　エンタープライズ社調査の背景と目的

米国シェール第２波は、シェールオイル・ガス田と下流、ユーザーを仲介する重要な役割を担うミッドストリームにも大きな影響を与えている。

そこで、米国最大のミッドストリーム企業である EPD 社とコンタクトし、コロナ禍中のシェール開発の現状とシェール第２波の最新動向を調査することで、幅広く現状に即した情報を得ることとする。

3．4．2　EPD 社の概要

（1） ヒューストンで 1999 年に設立された投資会社

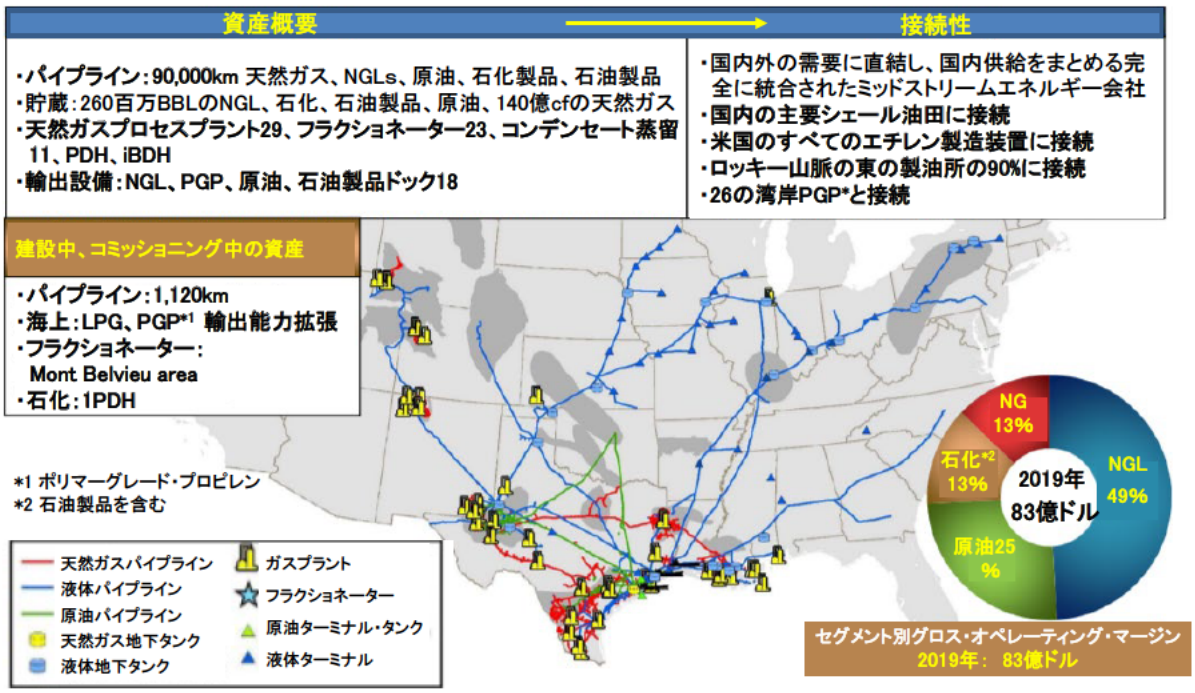
・創始者 MR. ダンカンは、トラック 1 台からシェール・ミッドストリーム（中流企業）の中では、飛びぬけて最大の企業に成長する礎を築いた。

・モントベルビューでの岩塩層の発見は偶然であった。そもそもは原油を発掘していたところ、たまたま岩塩層に当たった。結果としてモンテベルビューがメキシコ湾岸でのハブとなったが、それを見越してか、同社が岩塩ドームを保有し続けたのは、ダンカン氏の先見の明があったといえる。

・パーミアン、イーグルフォードの優良鉱区、米国最大石精石化工業団地群（PADD3）に近接して、パイプライン、貯蔵設備、需要家が集積していたことは、エンタープライズ社（ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P 、EPD 社）がシェール革命を推し進める原動力となった。

・EPD 社は、P/L、プラント、貯蔵、港湾出荷を運営する米国ミッドストリームのリーディングカンパニーである。フィーサービス（通油量に課金する業態）が主であるため原油・天然ガス価格に関わらず安定した収益を得ている（図表 3.4.1 参照）。
2019 年のグロス・オペレーティング・マージン（売上総利益）は 83 億ドル（約 8,800 億円）、セグメント毎では、NGL49%、原油 25%、石化・石油製品 13%、天然ガス 13%である。

図表 3.4.1 ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P の保有資産、接続性



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020, BARCLAYS 講演資料

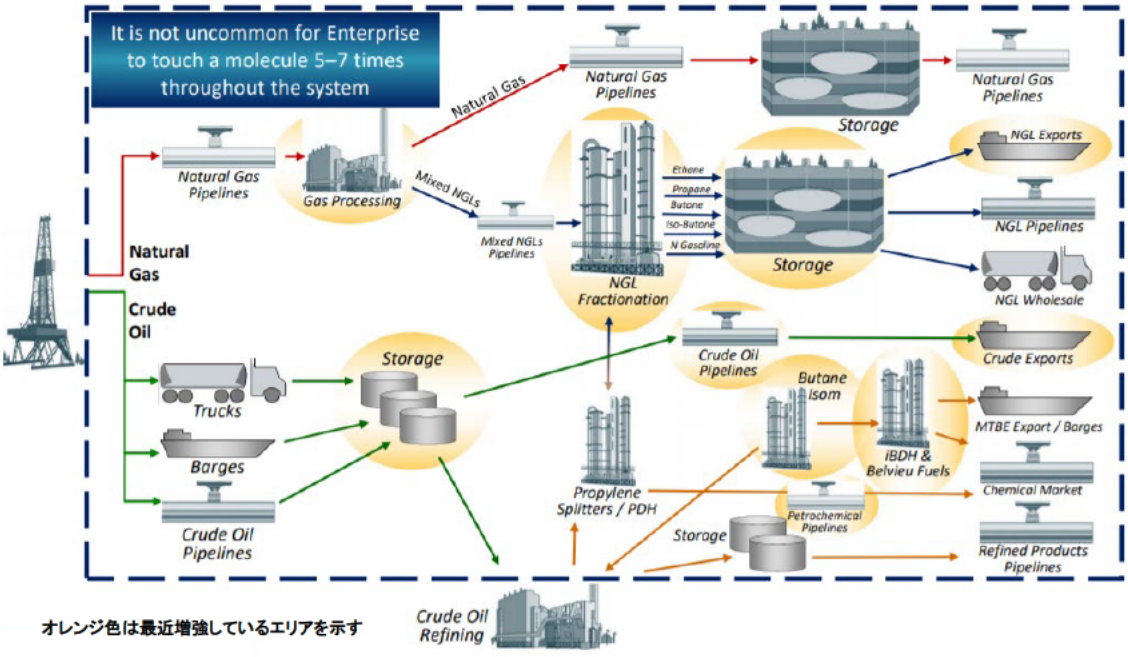
－EPD 社は、キャッシュフローを株主へ分配し、残りを成長のための長期的設備投資に使い 15 年連続で 10%以上の資本利益率を得ている。石化プラント、パーミアン原油 P/L、輸出ターミナルなどの 77 億ドルの資本支出プロジェクトを進行中である。優良顧客と長期契約を結んでいる。

－EPD 社は ESG を重視している。CO2 排出量あたりのマージンは、2011 年から 2018 年にか

けて 71%改善した。
・米国は、天然ガス、NGL、原油、コンデンセートの生産増が続く。原油輸出は 320 万 BD から 800 万 BD へと急増する（2019 年 6 月～2025 年）。化学業界は 2017～2025 年に 22 兆円投資する（コロナ禍前の 2020 年 3 月）。
・米国は、天然ガスと再エネ電力によって CO2 が 2007 年から 2017 年の間に 15%減少した。米国は、過去 10 年の世界の LPG 需要増加分を一国で満たした。米国 LPG 輸出の 40%は EPD 社による。

（2） ミッドストリーム・バリューチェーンと上～中～下流の役割の棲み分け
・井戸元からパイプラインをモントベルビューまで引っ張り NGL を処理する。
中流企業はパイプライン、フラクショネーター、セパレーター、貯蔵、他に輸出等出荷設備を投資し、メタン、 エタン、LPG を“Door to Door”で供給可能である（図表 3.4.2 参照）。
・EPD 社は、多くの上流、下流との接続点を有していることからシェール・バリューチェーンにおいて、5～7 回も EPD 社に接続することは当たり前になっている。

図表 3.4.2 EPD 社の統合されたミッドストリーム・バリューチェーン



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

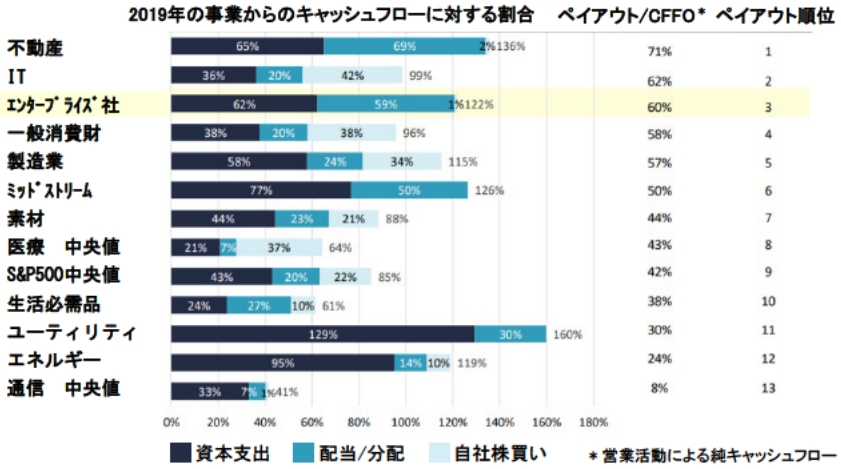
・上～中～下流の役割の棲み分け
シェールミッドストリームは、ユーザーの要望にあわせて、上流と下流がとりたくない緩衝を行い、そのコスト相応の料金を得る。
・EM、Shell、BP 等メジャーの上下流企業もミッドストリーム事業を手掛けたことがあるが、単独事業でのスケールメリットの限界と MLP の範囲をこえて税制免除のメリットを享受することができず撤退した。

・一方、自らがガス田、油田を所有するには、膨大な資金が必要で、これには巨人が手を付ける。ミッドストリーム企業は、これらのプレーヤーと互角に戦うだけの技術も資金もない。このようなことから、シェールの一連の流れには上～中～下流の役割の棲み分けができている。
・ノースダコタ地区（バッケン）、アパラチア（マーセラス）地区にも優良なシェール層が存在しており、開発が進んでいる。EPD 社は、専らガルフが拠点でペンシルバニア、バージニアの東海岸は出遅れて、北東部には、マーケットシェアーを持たない。ただし、そこまで手広にやると独占禁止法に触れる可能性がある。

（3） EPD 社の営業活動によるキャッシュフローに対する配当/分配の比率

図表 3.4.3 に示す通り、EPD 社は、営業活動によるキャッシュフローに対して配当/分配の比率が高い。

図表 3.4.3　資本配分のトレンド　スタンダード&プアーズ社 500 社（過去 12 カ月）



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020, BARCLAYS 講演資料

３．４．３　EPD 社のシェール関連製品の輸出状況と輸出能力増強計画

（1） EPD 社の出荷基地群と米国最大ハイドロカーボン輸出基地（EHSC）

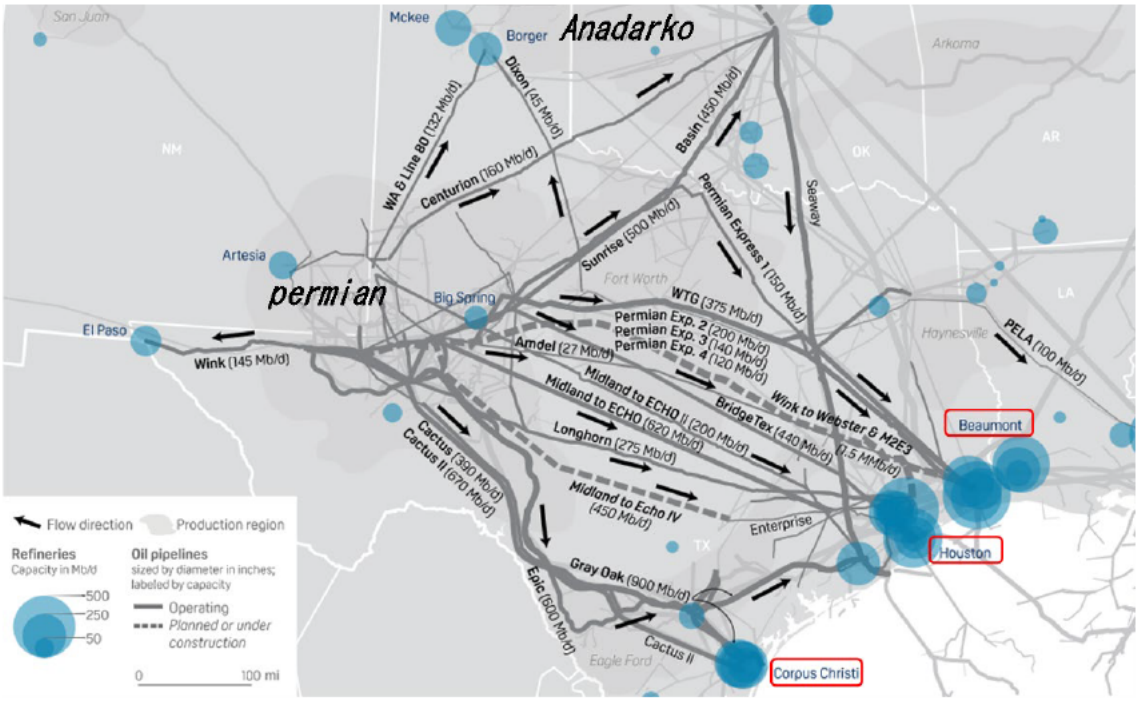
・図表 3.4.4 に、ヒューストンを中心とする EDP 社のモントベルビュー岩塩ドーム、6 か所の原油、石油製品、エタン、エチレン、プロピレン他各種製品の出荷基地とそれらを結合する配管群を示す。中でも、エンタープライス・ヒューストン・シップチャネル（EHSC）は、米国最大のシェール由来ハイドロカーボン輸出基地である。

図表 3.4.4　EPD 社の出荷基地とヒューストン・シップチャネル(EHSC)

（出所）EDP 社資料に基づき RING 作成

・また、図表 3.4.5 にパーミアン盆地からヒューストン、ボーモント、コーパスクリスティまでの EPD 社のシェール関連製品のパイプライン網とその流れを示す。
・近接する優良シェール鉱区のパーミアン盆地から、ヒューストンに向かってシェール関連パイプライン網が集中している。

図表 3.4.5　パーミアン周辺のパイプライン網とオイルフロー



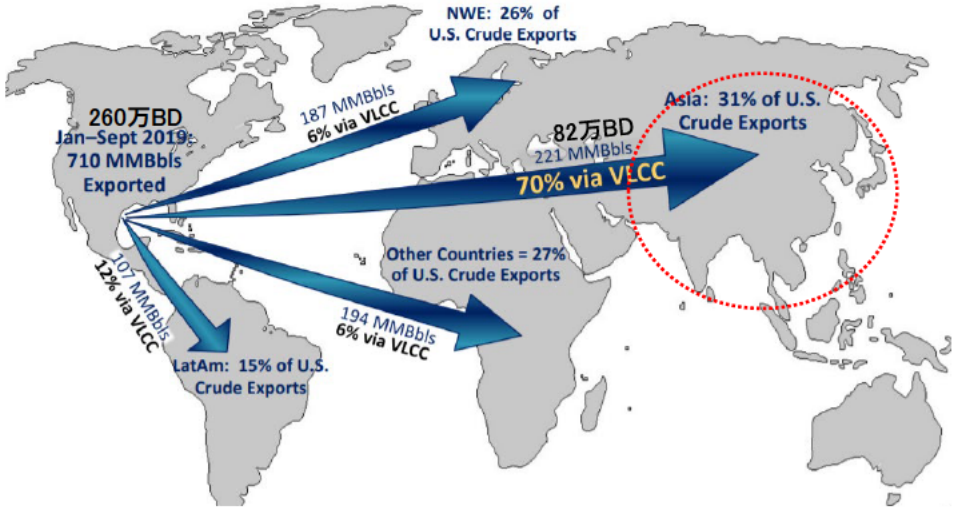
Source: S&P Global Platts Analytics

（2）　湾岸から世界、アジアに向けた原油輸出

・メキシコ湾岸からの原油輸出量は、2019 年 1 月～9 月で 260 万 BD であった。そのうち EPD 社基地からの輸出量は 85 万 BD（32%）を占める（図表 3.4.6 参照）。

・メキシコ湾岸からのアジア向け原油輸出量は、82 万 BD（31%）でありそのうち 70%が VLCC によって輸送された。

図表 3.4.6　米国メキシコ湾岸からの原油輸出 260 万 BD（2019 年 1 月～9 月）



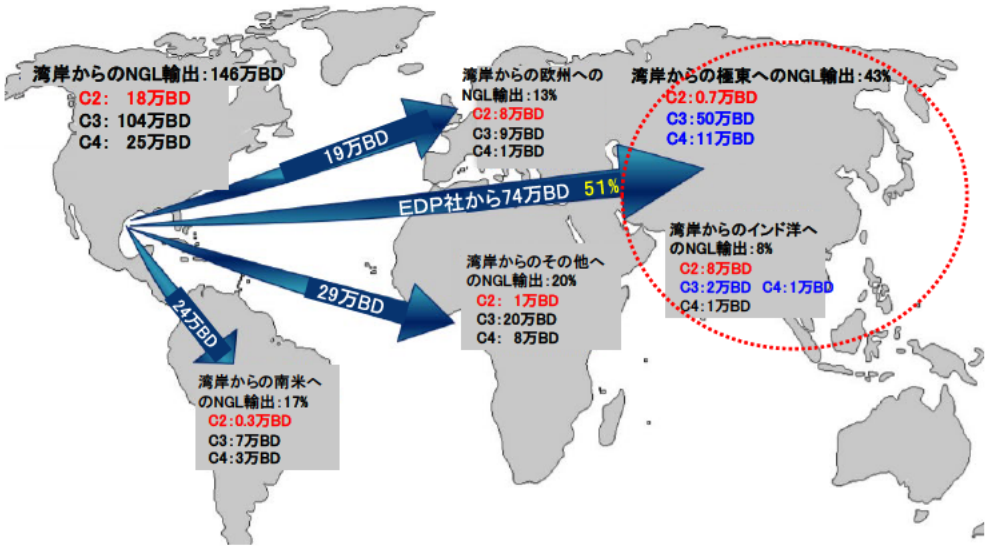
（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

（3） 湾岸からアジアに向けたNGL輸出、シェール第２波の始まり

・米国メキシコ湾岸からのNGL輸出量は、2019年1月～9月で146万BDであった。そのうちEPD社基地からの輸出量は62万BD（42%）を占める（図表3.4.7参照）。

・また、メキシコ湾岸からのEDPからのアジア向けNGL輸出量は、74万BD（51%）で大半を占める。特に、エタンはインドリライアンス社向けと中国向けが早くから始まっている。シェール第２波のアジア圏流入は、既に始まっている。

図表3.4.7 米国メキシコ湾岸からのNGL輸出の51%がアジア（2019年1月～9月）

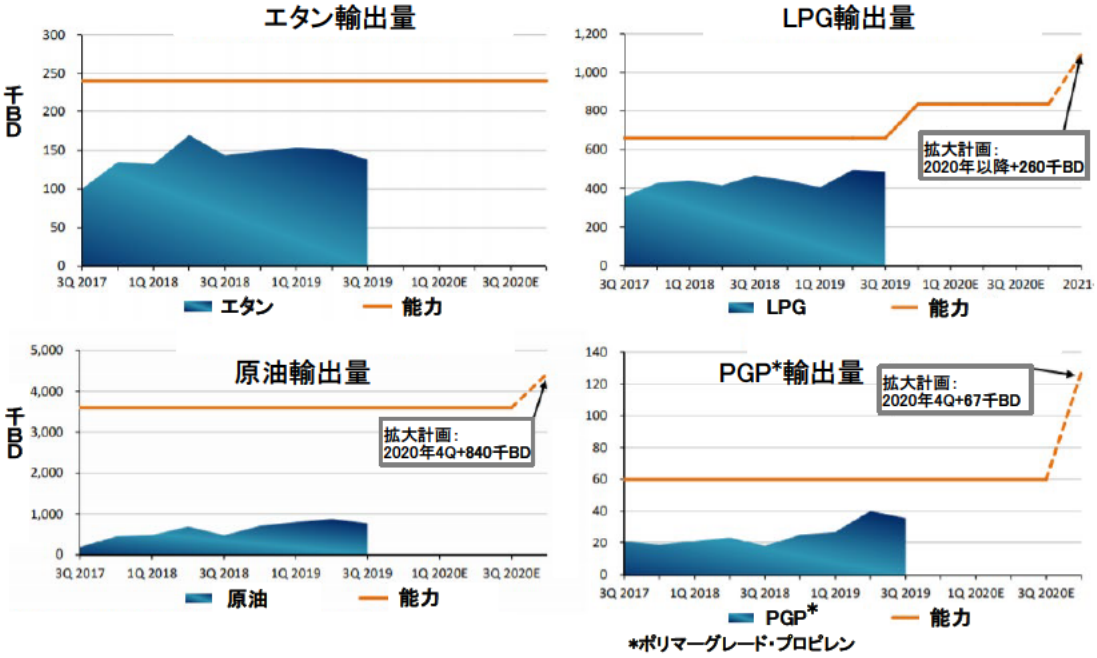


（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

（4） EDP社のシェール製品輸出料と出荷能力、増強計画

・図表3.4.8に、先に掲げた製品群の最近の出荷量と出荷能力、及び出荷能力増強計画を示す。

図表 3.4.8　EDP 社の最近の原油、HGL 輸出推移と出荷能力および増強計画



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

・HGL(Hydrocarbon Gas Liquids)とは、エタン、プロパンなどの NGL とエチレン、プロピレン等のオレフィンを合わせたハイドロカーボンの総称である。この能力増強計画は、パーミアンシェール鉱区の生産増加を見込んだコロナ禍直前の計画である。後述のようにパーミアン原油のパイプライン M2E4 敷設計画がキャンセルとなった事で、これらの計画も延期される可能性がある。

3．4．4　EPD 社のハイドロカーボン事業成長投資戦略とコロナ禍の影響

（1）　120 億ドルプロジェクトの優れた資本投資、優良顧客と底堅いキャッシュフロー

・77 億ドル分は既に建設中で、パーミアン天然ガス、NGL、原油に関係するパイプライン、中継出荷基地増強の他に、特に、液化エチレン・IBDH、PDH（2 基目）などの石化製品関連の資本投資が増加している（図表 3.4.9 参照）。

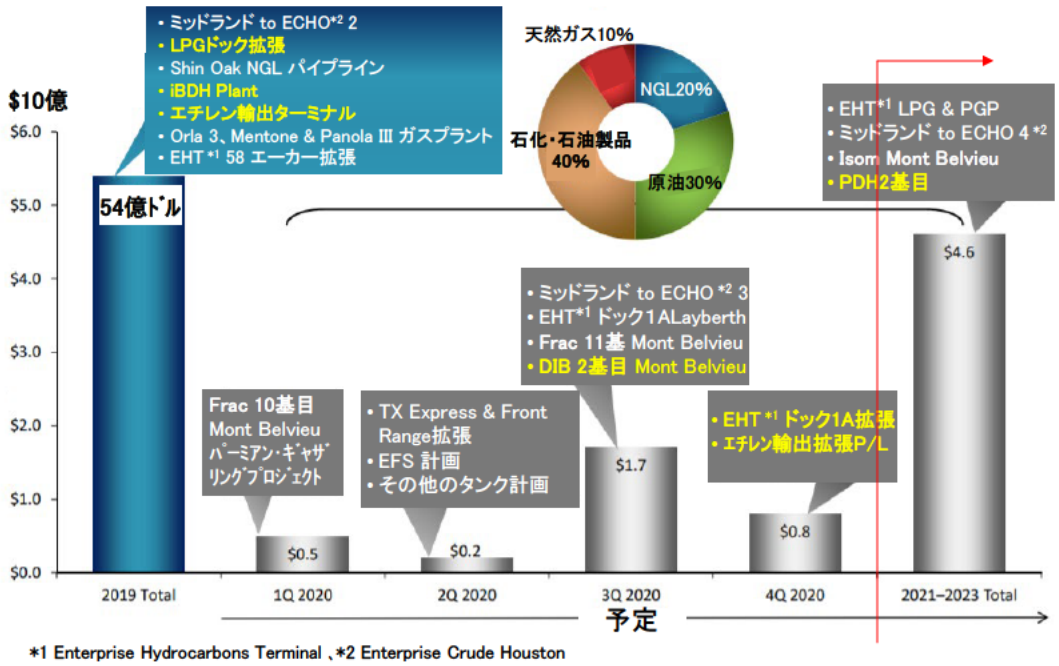
・リスクの少ない安定した長期間の投資回収で、EPD 社は投資と成長継続 77%は投資適格顧客（BBB-以上）との契約で、しかも 70%は契約年数が 10 年以上で投資を回収するリスクの少ないプロジェクトである。

プロジェクトは単体で、12 億から 18 億ドル/年のグロス・オペレーティングマージンを生む潜在能力を評価する。プロジェクト間のシナジー効果はあるものの各プロジェクト・リターンには含めていない。

・プロジェクト・リターンは固めの残存価値を使って計算

ストレステストでは残存価値をゼロで計算した。残存価値とは、最終事業年度の翌期に生じると予想されるフリーキャッシュフローをもとにして、安定した事業成長が永遠に続くと仮定した場合のキャッシュフローの現在価値の合計を指す。

図表 3.4.9　EPD 社の成長投資計画



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020, BARCLAYS 講演資料

（2） ミッドランド to ECHO*1 (M2E)パイプラインシステム（図表 3.4.10 参照）

・EPD 社パーミアンパイプラインを増設する理由

－原油の品質を保つためのバッチ出荷と複数グレード出荷が可能である。

－ミッドランド＋シーリー＋ヒューストンの計 7 百万 kL のタンク群を中継し巨大な湾岸市場と国際市場へアクセスできる。

－輸送量 130 万 BD に相当する顧客の 95%は投資適格 A クラスの優良企業である。

－市場需要に応じて 130 万 BD～180 万 BD の柔軟なシステムで、バリューチェーンの恩恵を享受することで、90%の顧客は付随する貯蔵も契約している。また、90%の顧客は「ship or pay 契約*2」を結んでいる。

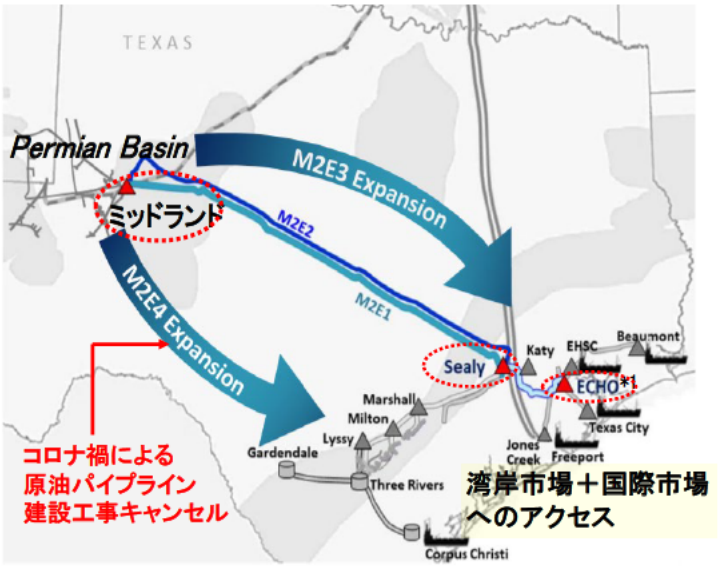
・M2E 営業運転

M2E1 と M2E2 パイプラインはミッドランドからシーリーまでで、80 万 BD 以上の輸送能力を持つ。M2E2 は NGL に戻すこともできる。既設のシーリーからヒューストンまでの 130 万 BD 輸送能力を有す Rancho Ⅱと結合する。

・建設中の M2E 建設部分とコロナ禍による M2E4 の建設キャンセル

M2E3 は 45 万 BD の輸送能力（建設中、2020 年 3Q 運転開始）を追加、M2E4 は 45 万 BD 能力を追加予定で、2021 年 1 H までに 54 万 BD まで拡大可能である。ただし、M2E4 はコロナ禍で建設がキャンセルとなった。

図表 3.4.10　ミッドランド to ECHO*1 (M2E)パイプラインシステムと M2E4 工事キャンセル



（出所）EIA　　*1 Enterprise Crude Houston　(ECHO)

－EPD 社は、原油パイプライン建設工事をキャンセル

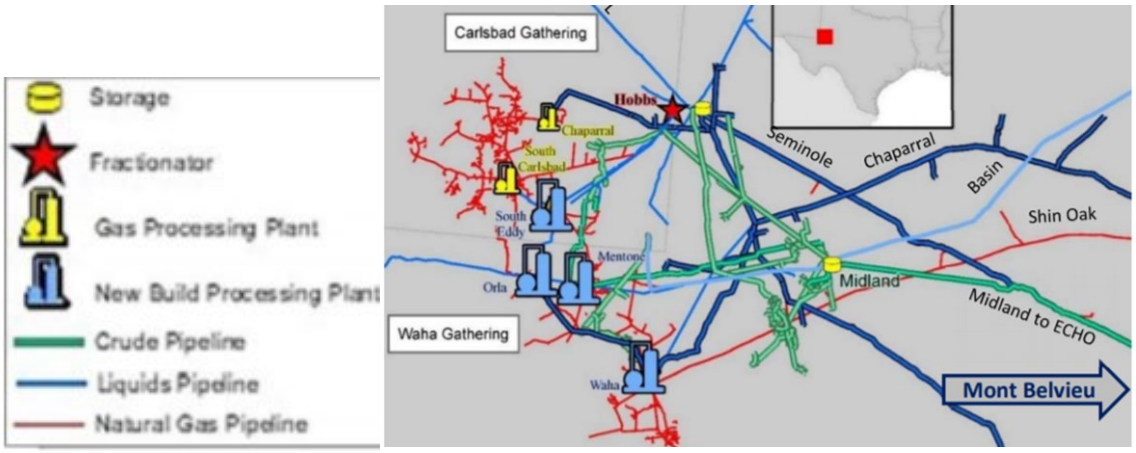
EPD 社は 45 万 BD のパーミアン原油のパイプライン Midland-to-Enterprise Crude Houston 4（M2E4）の建設をキャンセルした。EPD 社は、顧客との長期契約を変更し、契約期間を延長する一方で短期的な出荷義務量を減じた。パーミアン原油の生産減少によって新型コロナの前に計画された全てのパイプラインを建設する必要性が下がったためである。

M2E4 のキャンセルによって EPD 社の 2020 年～2022 年の資本支出は 8 億ドル減少する。EPD 社は、経済が悪い時に win-win の解決方法を顧客と共に探求し選択した。このキャンセルによって同社は、キャッシュフローをプラスにすることで負債を減らし、パートナーのユニット（株式に相当するもの）を買い戻すことで資本をパートナーに還元するフレキシビリティを持つ。

（3）　パーミアン拡張計画（図表 3.4.11 参照）

・80 億ドル以上の資本投資を必要とする巨額の投資計画であるが、コロナ禍等で計画変更も余儀なくされるが、パーミアンシェール田は、北海ブレンドが 40$/BBL 以上に回復すれば、新規油田開発も可能となることから、長期的なパーミアン拡張計画の変更はない。

図表 3.4.11　EPD 社のパーミアン操業施設と拡張計画



（出所）EIA

・NGL プロジェクト

－操業中：

South Eddy Waha Gas Plants 増強、Orla Gas Plant、Shin Oak NGL パイプライン、9th NGL フラクショネーター

－現在建設中：Mentone Gas Plant、Frac 10, 11

・原油プロジェクト

－操業中

ミッドランド to ECHO 1&2 原油パイプライン、パーミアン原油集積システム、Red Hills to Loving / to ミッドランド 原油パイプライン

－建設中

ミッドランド to ECHO 貯蔵拡張 38 万 kL 、ミッドランド to ECHO 3　45 万 BD 増強、ミッドランド to ECHO 4　45 万 BD 増強

（4） 海上原油輸出ターミナル（図表 3.4.12 参照）

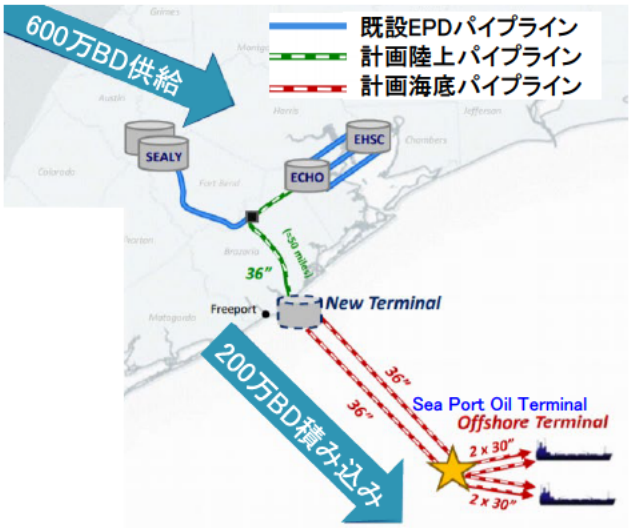
・契約形態

最終投資判断は当局の承認待ち、アンカーシッパーはシェブロン、工事期間は 2 年程度。Enbrige 社と SPOT(Sea Port Oil Terminal)の共同建設の基本合意書を契約。

・操業

48 百万 kL 以上の湾岸タンクにアクセス可能で、600 万 BD の供給を受けられる。36 インチパイプライン 2 本によって 85 千 B/時荷揚げ可能で、柔軟で信頼性の高い操業ができる。

図表 3.4.12　海上原油輸出ターミナル計画 600 万 BD 供給、200 万 BD 輸出能力



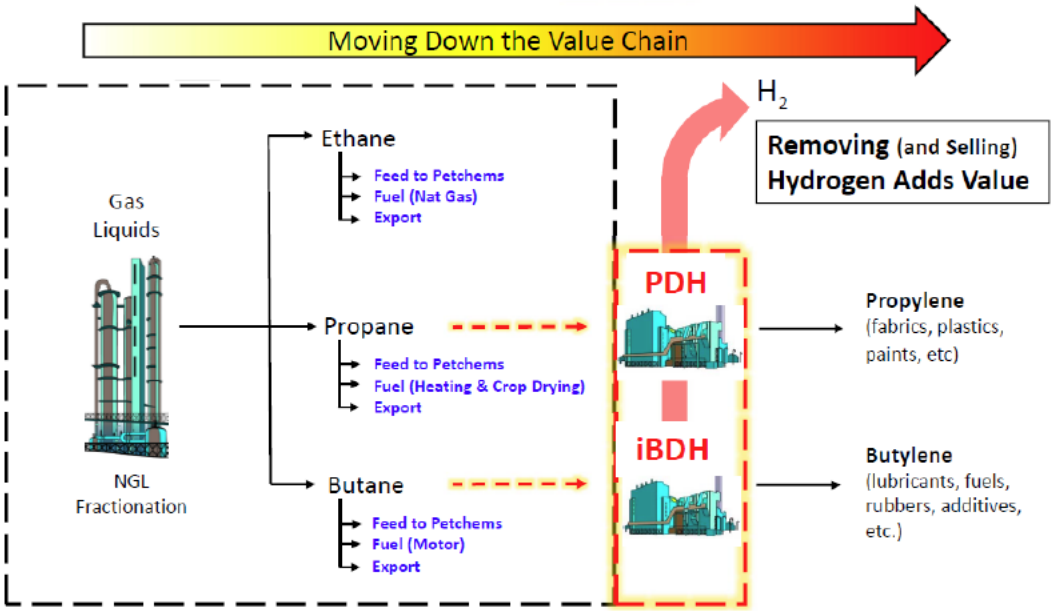
（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

（5）　EPD 社の石油化学事業進出戦略

・図表 3.4.13 に EPD 社の低コスト NGLs（エタン、プロパン、ブタン）を原料とする石油化学事業への高付加価値化事業戦略を示す。

－買収した会社からの運転経験と、エタン輸出基地建設決断のように余剰を予測した先見の明だけでなく、Ineos 社やインドのリライアンス社等の優良企業の顧客が揃って、一定の投資規模になった事で、投資を決断した背景がある。

図表 3.4.13　　EPD 社の低コスト NGLs 高付加価値化事業戦略



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

（6）　EPD 社 Morgan’ s　Point から液化エタン出荷（2017 年 2Q 初輸出開始）

・2014 年にカナダから米国へエタンをパイプライン移送した。2015 年に Sunoco 社が世界

で初めてPADD１から７万BDの液化エタンを船舶輸出した。2016年にEPD社は、PADD3から液化エタン輸出を開始した。

EPD社は、6～7年前から、米国のエタンは余剰になると言い続け、エタン輸出基地の投資を募っていた。その最初の顧客（Launch Customer）がIneos社である。東海岸スノコからの出荷先もIneos社であり10年の長期契約である。

・Ineos社は、欧州に於けるオレフィンの競争力強化に向けて、ナフサからエタン分解へと舵を切った。

－Morgan’ｓ Pointの決定

モルガン輸出基地のエタン出荷能力（エタン冷凍能力）は20万BD（約450万トン/年）であり、Ineos社だけではその能力の20%しか使えない。基地利用をボリアリス他に打診していたところ、リライアンス社が手を挙げて80%の稼働が可能となり、EPD社は建設をコミットした。これがモルガン基地である。

他の顧客では、リライアンスに加えSABIC(UK)、ボリアリス等、最近はブラジルのブラスケム、中国発の独立系エタンクラッカーにも出荷を始めた。ヨーロッパが主体であるが、リライアンス社への出荷量が最大で、年々増加している。

－世界エタンの輸出基地は、東海岸ではスノコ社、メキシコ湾岸はEPD社だけである。EPD社は北東部への進出が遅れた。

輸出にかかる航海日数は、東海岸～欧州：10日、ガルフ～欧州：2週間、湾岸～東南アジア：30日程度（パナマ運河経由）で、欧州の方が、アジアに比べ輸送費の面では優位である。

－エタン取引契約　15年以上の長期契約が中心である。

－モルガン輸出基地はユニークである。輸出用の冷凍エタンタンクが皆無である。

モントベルビューのソルトドーム→パイプライン→エタン冷却装置（－85℃）→冷凍エタンタンク輸出船のシステム構成である。リライアンス出荷（85.5千M3）のカーゴをためるのには約80時間かかる。入港から出港まで約6日程度かかる。

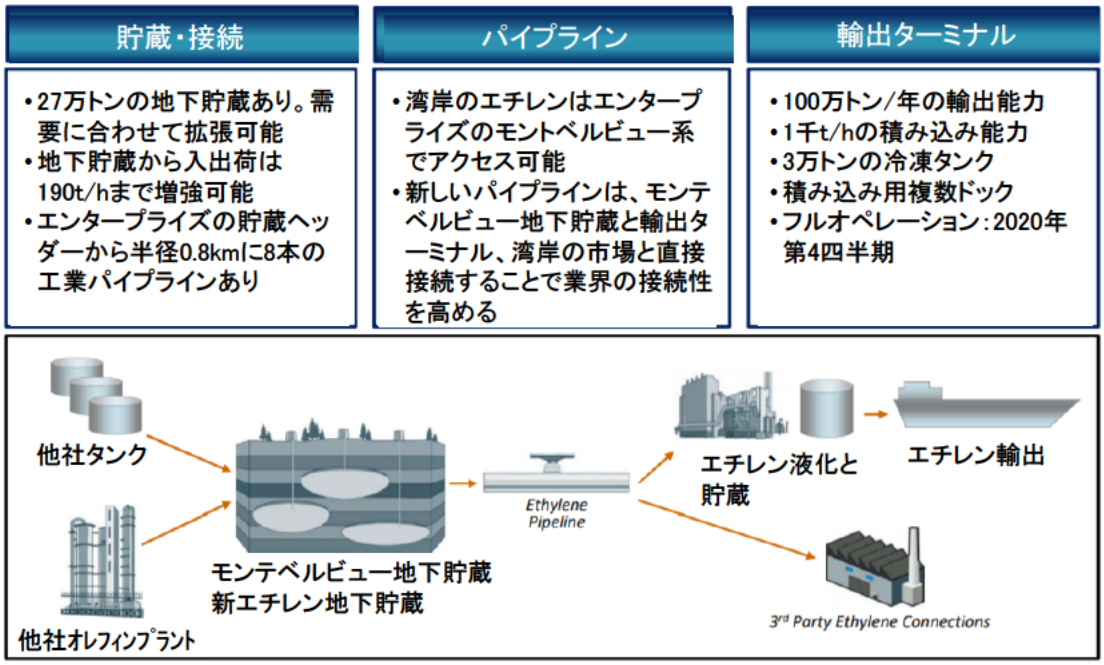
－エタンの陸上タンクが敬遠された理由：

電力が遮断されたときのタンク内エタンのフレア能力に関する許認可取得が難しいこと、電気遮断等の不測の事態が発生した場合の対応等の計画に対する許可が取れないことによる。メキシコ湾岸の海上出荷用陸上タンクでは液化プロピレンしかない。

（７） エンタープライズ・エチレンシステム開発中

・図表3.4.14に、EPD社の米国メキシコ湾岸液化エチレン集積、輸出システムを示す。EPD社は、2018年には既に岩塩ドームを経由したエチレン輸出基地をMorgan’ｓ Pointに建設中であった。

図表 3.4.14　エンタープライズ・エチレンシステム



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

・Salt dome 貯蔵のエタンは常温高圧で液化されており輸出ターミナル迄のパイプライン移送も液体状態である。
・ターミナルにて新設される冷凍装置で、液化プロパンで－89℃程度に冷却された後、出荷用タンクに貯蔵される。
・出荷システムは、既存エタン輸出と同じであるが、冷凍エチレン用のタンクを設けている点がエタン輸出と異なる。冷凍エチレンの取扱いは、高度技術を伴い輸送コストも汎用石化製品に比べ負担となる。したがって、大型船で輸送する事が経済規模を追求する前提となる。ただし、受入側の輸入タンク或いは桟橋が規模の制約となり、当初は限定された顧客を対象に取引が進められることが推測される。

・EPD 社の液化エチレンシステムによって、安価なシェール由来エタンを原料とするコスト競争力のあるエチレンが米国湾岸の大規模コンビナートで生産され、モントベルビューの巨大岩塩貯蔵槽に集積される。
EPD 社 Morgan‘s Point は、Ineos 社専用船、丸紅傭船の大型エチレン船によって、アジア市場に向かって流入する前線基地となることが推測される。したがって、日本からの液化エチレン輸出とコスト競争になることは必至である。

（試算）液化エチレン輸出コストの推算
・北海原油が 45$/BBL 以上、かつ、アジア市場のエチレンが 900$/トンに回復した場合、RING 推算では、米国のエチレン物流コスト＋新設の償却コスト＋中流企業の基地経費を加味しても十分採算は取れることから、米国湾岸工業団地からの液化エチレンのアジア市場への恒常的に流入も考えられる。建設コストは定率償却、保全費は日本の老朽化したナフ

サ分解炉と同じ、人件費も同様としている。
EPD 社のターミナル使用料、エチレン購入価格がアジア市場への持ち届けを含む価格競争の焦点となる。

（８） EPD 社のプロピレン輸出システム

・ポリマーグレード（PGP）の液化プロピレン輸出インフラ
図表 3.4.15 に PGP 輸出インフラを示す。2016 年 3Q、EPD 社 HSCT 基地に PGP の輸出インフラを加えた。2017 年 1Q にパイププラインを完備した。

図表 3.4.15　EPD 社のエチレン及びプロピレンインフラ

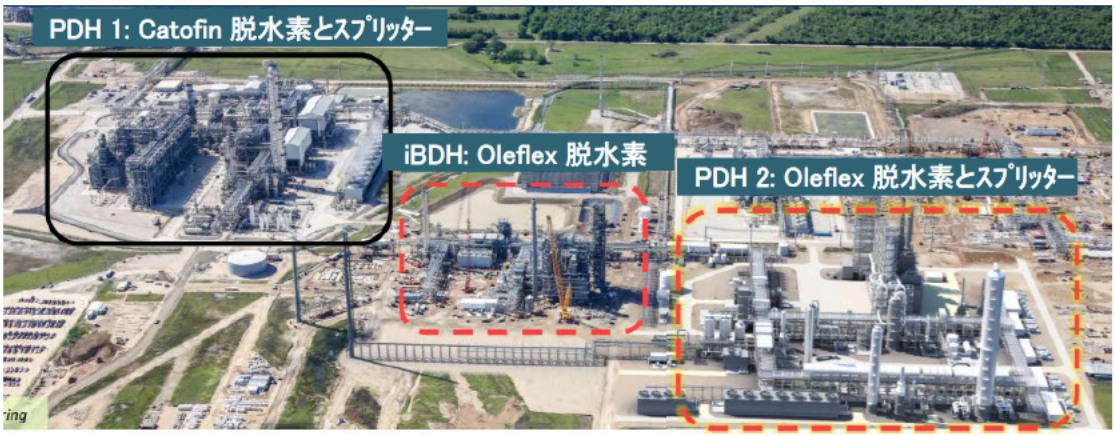
（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

テキサス～ルイジアナ間の PGP 拡張プロジェクトは、2020 年 2Q 操業開始を見込んでいる。このプロジェクトによって、PGP システムはテキサスからルイジアナまでに拡大した。300 マイルに及ぶパイプラインや 500 万 BBL の貯蔵設備を運営し、米国全土にプロピレンを供給、HSC には PGP 冷凍設備を新設し、新たに日量 6 万 7200BBL の出荷ができる。

（９） EPD 社の石油化学事業とモントベルビューで建設中の第 2PDH、第 2iBDH

・図表 3.4.16 に、モントベルビューで建設中の 2 期目の PDH 装置、iBDM 装置のプロットを示す。このプロジェクトで石油化学中流サービスを拡大する。

図表 3.4.16　モントベルビューで稼働、建設中の PDH、iBDH プラント



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

・2 基目の isoButane DehayDro(iBDH)建設
既設の iBDH は MTBE プラントも有している。他社を買収した時に、MTBE、iBDH、異性化プラントを有していた。既設は今年で 26 年目の操業を迎える。これらの BEF(Belvue Energy Fuel)プラントでの実績を踏まえて、自社で 2 基目の iBDH を建設中である。2 基目は UOP 社の Oleflex プラントを採用している。
・2 基目の PDH プラント建設中
－最初の PDH1 プラントは、当初計画から 1 年強の遅れとなったが、2017 年に稼働した。ルーマス社のライセンス Catofin を採用した。
－2 基目は、1 基目と同じく、35 千 BD プロパンを原料とし 25 千 BD のポリマーグレードのプロピレンを 74.8 万トン/年生産する。UOP 社のライセンス Oleflex を採用した。
2023 年第 1 四半期に稼働予定で、LyondellBasell Industries N.V.とは、固定単価（Fee）契約である。
－顧客との契約
設備が完成した時に最初に商品を通す契約をしたアンカーシッパーは Lyondell 関連会社で、長期の固定単価（Fee）契約である。このプロジェクトで、既存のプロパン、プロピレンネットワークとの統合拡大を実現する。

３．４．５　EPD 社の長期成長投資戦略調査の結果と考察
・コロナ禍、エンジニアリングコストの高騰等で、2020 年以降の大型エタンクラッカー建設計画が不透明になったとはいえ、EPD 社の長期事業戦略の詳細調査を通して、今後も定期的に新規案件が最終投資決定（FID）となり、順次具現化していくとみられる。
・2018 年以降のシェール第 2 波においても、10～20 年は米国が世界の石化市場の中心となるのは確実といえそうである。
・EPD 社のステークホルダー評価、日本の課題
ミッドストリームは米国特有の事業形態であるが、多額の投資を要するパイプライン等の設備の整備を促進する税制が後押ししており、その中でも EPD 社は抜きん出て事業拡大を成功させている。
かつ、同社は自ら石化への進出を果しており、今後も目が離せない企業である。エネルギ

一産業の石化シフトは引続きすすめられる。
一方で、日本では廃プラスチック等の環境課題へ積極的に対応する中で、石化の需給バランスがどの様に変化するのかは石化産業が抱える難題である。
石油精製から石油化学への事業展開と石油化学の新たな事業創出にシフトしていかなければ、国内で、少なくなりつつある石油化学製品の内需の食い合いになる。

３．５ 米国メジャーおよびシェール中流企業の中長期投資戦略

３．５．１　コロナ禍に直撃されたメジャーの財政立て直しと長期二面戦略

図表 3.5.1 にメジャー大手 4 社の 2020 年第 2 四半期(2Q20)決算および投資計画を示す。

（１） 世界の石油大手が原油相場の急落を受け、設備投資の圧縮を急いでいる。

・ロイヤル・ダッチ・シェルは、2020 年第 2 四半期に最大 220 億ドルの減損処理を行うとともに、2020 年の設備投資予算を下方修正し、、減損処理、リストラ計画及び現金流出防止を図っている。

（長期事業戦略：エネルギートランジションにおける成長）

－製品の製造過程で CO2 の排出を 2050 年までに実質ゼロにする。

－再エネ、バイオ燃料、水素などの低炭素エネルギーを販売することによって、2050 年までにシェルの製品から使用時に発生する CO2 を 65%削減する。

・米 ExxonMobil は 2020 年の設備投資（CAPEX）を 30%、事業経費（OPEX）を 15%それぞれ削減すると発表した。

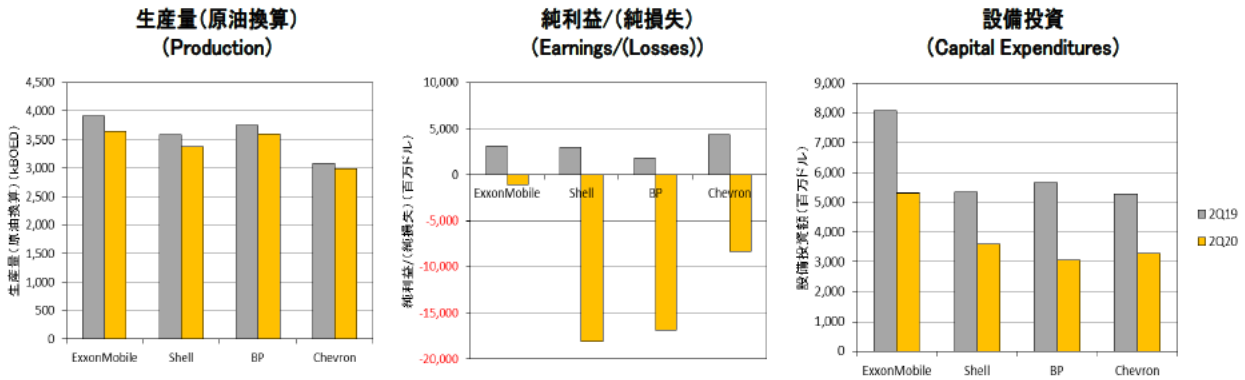
－2020 年 12 月期に計画していた設備投資 330 億ドル（約 3.6 兆円）から 230 億ドル（約 2.5 兆円）に減額する。

－投資額削減の大部分は、米テキサス州とニューメキシコ州に跨るパーミアン盆地での大規模油田開発である。計画そのものの縮小はせず、需要回復を待って開発ペースを上げる。

－各種製品の市況が下落しているため、事業費削減も決めた。市場の状況次第ではさらなる投資・経費削減も検討する一方、需要減が同社の現在および長期的な生産体制にどの程度の影響を及ぼすのかを分析する。ただし、ダレン・ウッズ会長兼 CEO は、「われわれの事業計画の根拠となっている長期における基礎的条件に変わりはない」としている。

－シンガポールでは製油所の高度化投資を本格化させている。
また、ExxonMobil はシンガポール政府と、二酸化炭素（CO2）の貯留技術の実用化に向けた議論も重ねている。

図表 3.5.1　メジャー大手 4 社 の 2020 年第 2 四半期（2Q20）決算



※純利益（Adjusted Earnings）は在庫評価や減損処理等の一時的な影響を含む

（出所）各社 Quarterly Report に基づき、RING にて決算表を作成、

・BP は 2020 年の設備投資額を約 120 億ドルになると予想するが、これは以前の見通しを約 25%下回っている。BP は設備投資の抑制や支出削減などで財務を強化し、コロナ禍を乗り越えようとしている。
特に、Ineos 社への石油化学事業の売却等、既存の化石依存体質から新エネルギー、循環型社会に向けた事業体質に舵を切りつつある。
ロイヤル・ダッチ・シェル、米 ExxonMobil の 2 大石油メジャーが従来型と新エネの二面戦略を踏襲しているが、好対照である。
・米シェブロンは 2020 年の設備投資を 2 割減らし、米南部のシェール最大鉱区パーミアンにおける採掘を抑制する。米コノコフィリップスも 2020 年の開発投資を 10%削減する。

（2）　新型コロナ感染拡大による世界のエネルギー投資額の減少

新型コロナによって 2020 年の世界のエネルギー投資額は 20%（4,000 億ドル、約 43 兆円）減少する。

特に、石油・ガス上流だけでなく、中流の投資は、2020 年にはいずれも 30%ダウンする。そして、電力への投資額が燃料を上回り最大になる。

ただし、石油・ガスへの投資が 2020 年の低いレベルで続くと、需要が戻った場合、2025 年に 900 万 BD の供給不足になるリスクがある。

（3）　Rystad Energy による 2020 年の石油・天然ガス掘削井数予測：前年比 23%減予測

・コロナ禍は、石油・天然ガスの開発活動を阻害しており、現在、掘削井と掘削ツールの関連需要の両面において掘削市場に影響を与えている。
Rystad Energy 社の分析によると、2020 年の世界の掘削井数は 55,350 井に達するとみられており、これは少なくとも 21 世紀初頭以来最も低い水準である。
2019 年の 71,946 井から 23%も減少し、2025 年までに 2019 年の水準までは回復しないとみられている。
・米国のオンショア市場では、掘削ツールへの支出の 80%以上がシェール掘削に費やされる。
シェール掘削ツール支出の 60%は Permian と Appalachian 盆地が占める。
ノルウェー沖合では、Troll、Balder/Ringhorne、Johan Sverdrup が掘削ツールの需要を

牽引すると予想される。

（4） シェール開発企業の資金繰りと財政悪化・倒産

コロナ危機による石油需要の低迷でシェール企業は資金繰りが悪化している。

4 月以降に少なくとも 20 社以上が経営破綻し、6 月にはシェール業界の草分け的存在だったチェサピーク・エナジーも破綻に追い込まれた。

（5） メジャーの化石事業持続と脱炭素事業推進の長期二面戦略

・メジャーが再生エネへの投資と原油の権益取得の両にらみで動いたのはなぜか。

国際エネルギー機関（IEA）は石油需要が 30 年代にピークを迎え、その後はほぼ横ばいで推移するとみている。

「メジャーには安定した残存者利益を得る狙いがあった」という見方が多い。化石燃料の需要が徐々に落ち込む間に再生エネを主力事業に切り替え、石油需要がなくなっても淘汰により、現在のポジションを維持しておきたいという思惑が見える。

・特に、米国シェール革命を背景に、世界最高の競争力を有すシェール田と直結する石精石化工業団地をそう簡単に方針替えすることは考えられない。

コロナ禍で、資産の減損で大赤字に陥ったが、世界中のメジャーでは、長期事業計画の根拠となっている基礎的条件を変えて脱炭素に大きく舵を切ったのは BP 社だけである。最近のメジャーは、BP 社を除いて、脱炭素にも力を入れるが、資金力を背景に石油・石油化学ハイドロカーボン事業を勝ち残るサバイバルへの動きが鮮明である。

一方、以下のように、脱炭素化に向けて目標と投資も並行して実施している。

－BP 社

2050 年までに、CO2 排出を実質ゼロにするために、石油化学資産の売却と、175 億ドルの減損計上（2020 年 2Q）

－英蘭シェル社　2050 年までに CO2 排出実質ゼロ、再生可能エネルギー投資を拡大

－EM 社

2020 年までに 2016 年比 CO2 の排出 15%削減、2020 年の設備投資を 3 割（100 億ドル）削減。ただし、ガイアナ沖 Payara 油田の開発を 90 億ドルで最終投資決定(FID)、2024 年の生産開始(最大 22 万 BPD)を予定するなどコロナ禍でも資源開発は緩めてない。

－シェブロン社

2023 年に原油採掘のエネルギー原単位を 2016 年対比 1 割削減し、2020 年の設備投資を削減する計画であるが、コロナ禍で安価に手放される可能性のある優良なパーミアン盆地のシェール田を買収し、EM 社からの遅れを取り戻すことを考えている。

－エクイノール社（ノルウェー）

2050 年にノルウェーにおける事業活動に伴う CO2 排出量を実質ゼロ、2030 年までに年間投資の 2 割を再生可能エネルギー開発に投入する。

３．５．２　EM ベイタウン広域工業団地の進化

PADD3 には、米国の 6 割以上の石油精製能力と、エチレン装置が連なる世界最大の工業団地がある。シェール革命による近接・優良なイーグルフォード及びパーミアン地区のシェール田からパイプラインで格安のエタン、LPG、シェールオイルを原料として、世界最高のコ

スト競争力を有す。

米国優良シェール田の一つであるマーセラスと近接するマラソン社が石油事業を中心に展開しているのに比し、石油化学との全体最適化を地域全体で達成している。また、EPD 社のような最大手の中流企業が介在することも PADD3 が世界の資本を集めて、躍進し続けている要因である。

（1） 全米の原油処理能力及びエチレン生産能力

・図表 3.5.2 に示すとおり、全米の石油精製能力の約半分が、テキサス州と、ルイジアナ州に位置する。更に、エチレン製造はほとんどがこの 2 州に集中立地する。中でも ExxonMobil 社の製油所、石化設備の存在が大きい。

図表 3.5.2 全米の原油処理能力とエチレン生産能力、世界の精製能力ランク

	Capacity	
	TOP 千BCD	エチレン 千トン/年
全米	18,342	38,027
テキサス州	5,549	24,166
ルイジアナ州	3,476	11,449
その他の州	9,317	2,412
ExxonMobil（米国内）	1,729	5,738
	9.4%	15.1%

49%

94%

1	Paraguana、Venezuela	940
2	SK、蔚山	841
3	Abu Dhabi Oil Refining	800
4	GS Caltex、麗水	785
5	S-Oil,温山	669
6	Reliance, Jamnagar	663
7	Motiva,TX	603
8	ExxonMobil, Singapore	593
9	Marathon Petroleum, TX	585
10	Marathon Petroleum, LA	578
11	EM,Baytown	561
12	Saudi Arabian Oil Co	550
13	Reliance, SEZ Jamnagar	542
14	EM,Louisiana	503

（出所）Worldwide, US Refinery Survey-Capacities 、2019 US Refining Capacity Summary、 2020 年 1 月 7 日、Oil & Gas Journal、世界の石油化学製品の今後の需給動向、2019 年 10 月、METI、Ethylene Report、Oil & Gas Journal

・米国内における EM の TOP およびエチレン生産能力

－原油処理能力 ： 173 万 BD （9.4% 対全米 1,834 万 BD）

Baytown（Texas）56 万 BD（世界 11 位）、Beaumont（Texas）37 万 BD 内 4 万 BD 低硫黄化（IMO2020）、軽質原油処理増、PE 新設他、Baton Rouge（Louisiana） 50 万 BD（世界 14 位）、Joliet（Illinois）24 万 BD、Billings（Montana）6 万 BD

－エチレン生産能力： 574 万トン/年（15.1% 対全米 3,803 万トン）

・ExxonMobil の事業戦略

－製油所のケミカルシフトと共に、石化製品の生産比率を増大

－メキシコ湾の EM 工業団地の集中投資による国際競争力強化

－パーミアン鉱区から一気通貫の広域ケミカルチェーンを構築

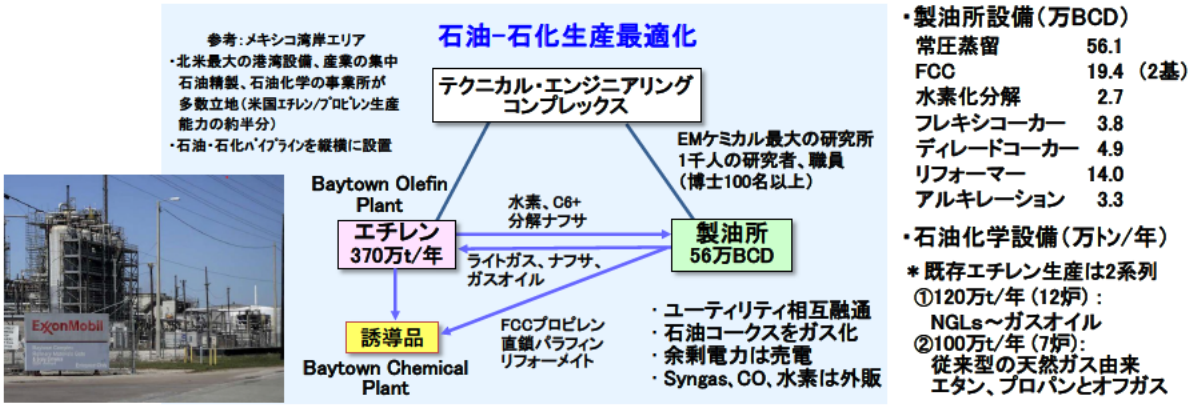
パーミアン→EM メキシコ湾石精石化→石油・ケミカル製品生産（世界最大全体最適化）

（2） EM ベイタウン石精石化コンプレックス、「Growing the Gulf イニシアチブ」

・ExxonMobil のベイタウンコンプレックスは、世界最大の統合された最も技術的に進んだ石油精製及び石油化学コンプレックスの一つである。1919 年に設立されたベイタウン製

油所は、1920 年に操業を開始し化学プラントは 1940 年に始動した。
この石精石化コンプレックスにはヒューストンのシップチャネル沿い約 3,400 エーカー（13.8 ㎢）と近くにモントベルビューの 3 生産拠点製油所、化学プラント、オレフィン、プラスチックプラント、テクニカル・エンジニアリングコンプレックス（研究所）が立地する。約 7,000 人の従業員を雇用するベイタウンエリアは高度に統合されている。研究所では、バイオ等環境低負荷先端技術も含めてハイドロカーボンに係る最先端技術研究開発を行っている（図表 3.5.3 参照）。

図表 3.5.3　EM 社ベイタウンの石精石化コンプレックス

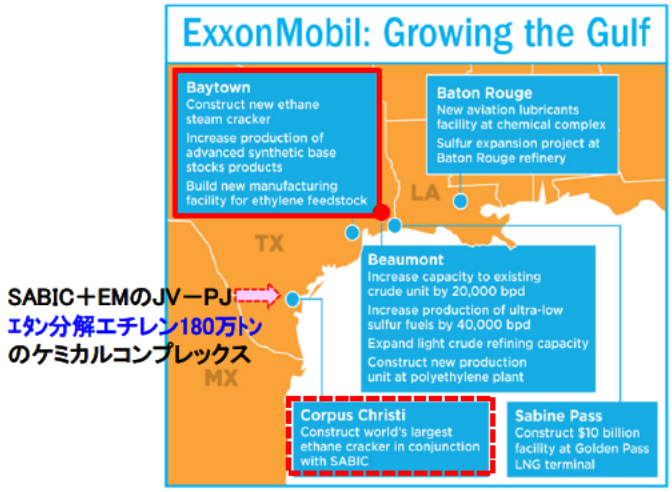


（出所）2020 年 RING 作成

・ExxonMobil は、2017 年に発表された 200 億ドルの「Growing the Gulf イニシアチブ」に加えて、今後 10 年間でガルフコーストでの製造および製油所を拡大する。このイニシアチブは 5 つに分かれる（図表 3.5.4 参照）。

図表 3.5.4　EM 社の Growing the Gulf イニシアチブの内容と実施場所

州	立地	プロジェクト	製品	生産規模（千トン）	事業開始年	資金規模（百万ドル）
テキサス	Beaumont	Refining	原油精製	250	2022	1,500
		Refining	超低硫黄燃料	日量4万バレル	2018	640
		Refining	原油精製	日量2万バレル	2017	125
		Chemicals	ポリエチレン	1700	2019	1,800
	Baytown	Chemicals	ポリアルファオレフィン	350	2014	393
		Refining	潤滑油	―	2016	270
		Chemicals	エチレン	1,500	2017	11,000
		Chemicals	高性能ポリマー	400	2022	2,000
		Chemicals	線形アルファオレフィン	350	2022	
	Portland	Chemicals	エチレン	1,800	2022	10,000
	Sabine Pass	Golden Pass Products	LNG輸出	15,600	2021	10,000
ルイジアナ	Baton Rouge	Refining	航空燃料	―	2016	330
		Refining	原油精製	―	2016	426
		Chemicals	ポリプロピレン	450	2021	数億ドル



（出所）ExxonMobil 社ホームページ、各社報道資料を基に作成、2020 年 10 月

ーBeaumont 製油所コンプレックスには、石油精製、石油化学、潤滑油およびポリエチレン事業が含まれている。同地での投資計画として、①軽質原油処理能力向上のため、既存の石油精製能力を日量 2 万バレル増強（実施済み）、②ExxonMobil 独自の触媒システムを使用した装置を使って EPA の Tier3 に適合する超低硫黄燃料ガソリンを 同 4 万バレル程度の増産（実施済み）、③食品包装用、建設資材および農業用フィルムなどに適したプラスチックに対する需要の増加に対応するため、ポリエチレン生産能力の 65%増強（年産 170 万トンまでの増強、実施済み）、④超軽質原油の処理能力のさらなる増強である。こちらは 2019 年に着工開始し 2022 年に稼働予定となっている。

ーBaytown の石精石化コンプレックスでは①年産 150 万トンのエタンクラッカーを設置し、近隣の Mont Belvieu のポリエチレン生産施設（年産 130 万トン）に原料エチレンを供給する（実施済み）。②高性能合成潤滑油用ベースオイル GroupⅡおよび優れた性能を有する自動車用潤滑油の EHC™の増産（実施済み）を行い、③ExxonMobil 独自のメタロセン触媒プロセスを使用して線形アルファオレフィンを年産 35 万トン生産して合成潤滑油ベースオイル等の生産施設を整備する（実施済み）。高性能エンジンおよび工業用潤滑油、ワッ

クス、界面活性剤用のビルディングブロック、パッケージング用のポリエチレンプラスチック、その他の特殊化学薬品の新事業に進出する。

－3 番目に Baton Rouge コンプレックスでの取り組みとして、①最先端の航空分野向け潤滑剤ブレンド等の設備投資を行い（実施済み）、②製油所の精製能力増強と処理原油の柔軟性の向上と硫黄排出量を削減する（Sulfur Expansion Project、実施済み）。また年産 45 万トンのポリプロピレン生産設備を建設し 21 年に完成させる。

－4 番目として、Corpus Christi での ExxonMobil 社とサウジアラビア基礎産業公社（SABIC 社）との合弁事業である。エチレン生産能力が年産 180 万トン、ポリエチレンや MEG など誘導品を生産する 80 億ドルの巨大な石油化学コンプレックスを 2022 年に完成させる。

－最後に、Qatar Petroleum International 社と ExxonMobil 社の関係会社が設立した合弁事業である GoldenPass Products である。テキサス州 Sabine Pass の Golden Pass LNG ターミナルで天然ガスの液化設備と輸出施設を追加整備する。2024 年に年産 1,560 万トンの LNG 輸出能力を持った施設が完成する。

（３） 環境規制の強化などに伴う潤滑油ベースオイルの市場拡大

・世界全体でみると潤滑油の需要は横ばいだが、アジア太平洋地域では成長が続いている。EM 社は、2040 年までのエネルギー市場予測で、物流・輸送関連のエネルギー需要が変化するとみている。とくに商業物流のライトデューティ（小型輸送車による少量物流）からヘビーデューティ（大型輸送車による大量物流）へのシフトにともない、エネルギー需要に変化がみられる。

海上や鉄道、航空物流も同様で、こうした分野のすべてでグループ 2 ベースオイル（潤滑油）の需要も拡大する。

・自動車用の潤滑油ベースオイルは（グループ 2 より更に高品質の）グループ 3 やポリαオレフィン（PAO）系にある程度シフトするが、アジア太平洋市場ではグループ 2 が需要の中核である。商業輸送のヘビーデューティ化に加え、インドの『バーラトステージ 6』(2020 年 4 月施行予定)、中国の『チャイナ 6』（同 2020 年 7 月）といった自動車の排ガス規制がエンジン用高機能潤滑油の需要を喚起する。

・オランダでもグループ 2 の生産

EM 社は、米国、EAME（欧州アフリカ中東)、アジア太平洋の世界 3 極に潤滑油基油の生産拠点を持ち、それぞれグループ 1 と 2 を生産している。新しく加わったグループ 2 生産拠点がオランダロッテルダム製油所で欧州最大の生産能力を持つ。一方、シンガポール・ジュロン製油所はグループ 2 の生産拠点としてはアジア太平洋地域で最大規模である。

・アジア太平洋地域の潤滑油進出

物流のヘビーデューティ化、インドや中国での排ガス規制強化により高品質潤滑油とグループ 2 の需要は着実に伸びる。電気自動車シフトの進展度合いが問題であるが、乗用車に関してはその影響は近い将来ではなく、40 年以降に顕在化するとみている。

アジア太平洋地域ではインドが最も潤滑油の需要拡大が著しい。中国は 10 年代前半に急速に需要が伸びたが、今後は緩やかな伸びを予測している。両国に次ぐ域内第 3 の市場がインドネシアでこの 3 カ国で域内潤滑油需要の約 7 割を占める。この他ベトナムやタイも拡大を狙っている。

（４） 収益拡大と GHG 排出量削減技術の開発を両立

・ExxonMobil は、2025 年までに収益・キャッシュフローを倍増させる。その一方で、バイオ燃料や CO2 回収などの低炭素化技術の開発に重点的に取り組む。石油・天然ガスの生産量は、2025 年までに 500 万 BOED(原油換算)に引き上げる。ExxonMobil は 10 年間で 1 億ドルを投資し、米国エネルギー省と低炭素化技術を共同開発する。

・シェブロン・フィリップス・ケミカル（CP ケミカル）は、米国メキシコ湾岸で新たな石油化学プロジェクトを検討する。カタール石油（QP）と合弁で事業化を目指す計画で、総投資額は 80 億ドル（約 8700 億円）。2024 年の稼働を予定する。CP ケミカルと QP は、天然ガス由来の石化プロジェクトで関係を深めており、カタールでも大型の石化プロジェクトの計画を発表している。CP ケミカルが 51%、QP が 49%出資し、年産 200 万トンのエチレン設備と同 100 万トンの高密度ポリエチレン（HDPE）2 基を建設する。投資総額は 80 億ドル。最終投資判断を 21 年末までに行い 24 年内の稼働を目指す。CP ケミカルがプロジェクトの管理や完成後の設備運営などを担当する。

建設地はパーミアン盆地で生産されるシェール由来の NGLs に直接アクセスできるメキシコ湾岸地域を候補地としている。パーミアン盆地では、CP ケミカルの親会社の傘下であるシェブロン・コーポレーションが約 9000 平方キロメートルに及ぶ鉱区を保有し、シェールガス・オイルを生産中である。C2 ケミカルを事業化することで、資源の付加価値向上につなげる。CP ケミカルは天然ガスを活用する同様の化学品生産を推進しており、テキサス州にエタンクラッカーとパイプラインでつなぐかたちでポリエチレン設備を新設し 2018 年に稼働させている。

・天然ガスを国家の産業政策に据えるカタールにとっても、天然ガス大国となった米国におけるシェールガス関連への投資は以前からの検討事項である。直近でも ExxonMobil と合弁で米メキシコ湾岸に液化天然ガス（LNG）の輸出基地を建設する「ゴールデンパス・プロジェクト」を進めている。

天然ガスから化学品を生産するプロジェクトでは、今回の米国新計画に先立ち、CP ケミカルと 25 年の商業生産をめどにカタールで中東最大のエタンクラッカーと PE 設備を建設する。ラスラファンやメサイードで運営する既存設備に加えて、化学品事業で協業関係を更に拡大する方針である。

３．５．３ シェール第２波、テキサス州からの原油輸出

（１） コーパスクリスティ港からの原油輸出能力の増強

・コーパスクリスティ港は、2015 年 12 月に原油輸出が許可されて最初の原油輸出船を出航させたが、その後、輸出量においてライバルであるヒューストン港に追い抜かれた。

・図表 3.5.5、図表 3.5.6 に、メキシコ湾岸からの原油港と原油輸出能力を示す。

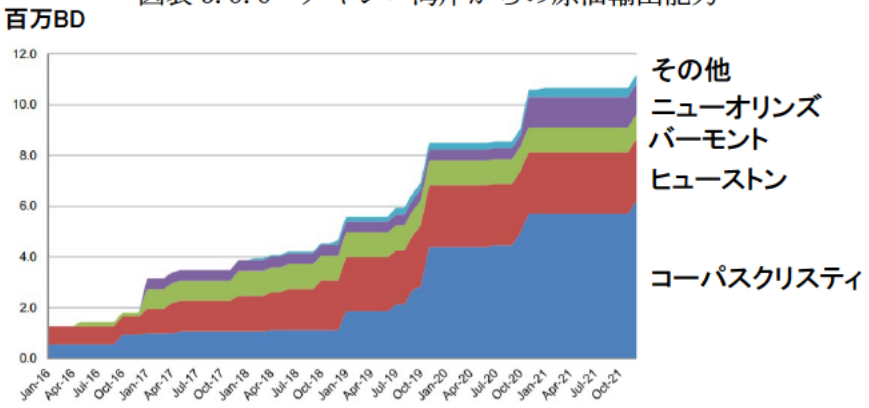
コーパスクリスティ港は、2019 年まで 120～150 万 BD の輸出能力しかなかった。2018 年では、ヒューストン港が全米第 1 位の輸出量で、コーパスクリスティ港は 4 位と、長年、ヒューストン港の陰に隠れていた。

図表 3.5.5　メキシコ湾岸の原油輸出港

（出所）RING 作成

・ただし、2022 年までに 4 百万 BD の輸出能力を装備して「湾岸のクッシング」になることを目指している。原油、天然ガス、NGL、石油製品、誘導品を輸出する計画である。

図表 3.5.6　メキシコ湾岸からの原油輸出能力



（出所）S&P Global Platts、2019 年 7 月

（2）　コーパスクリスティ港内からの原油輸出

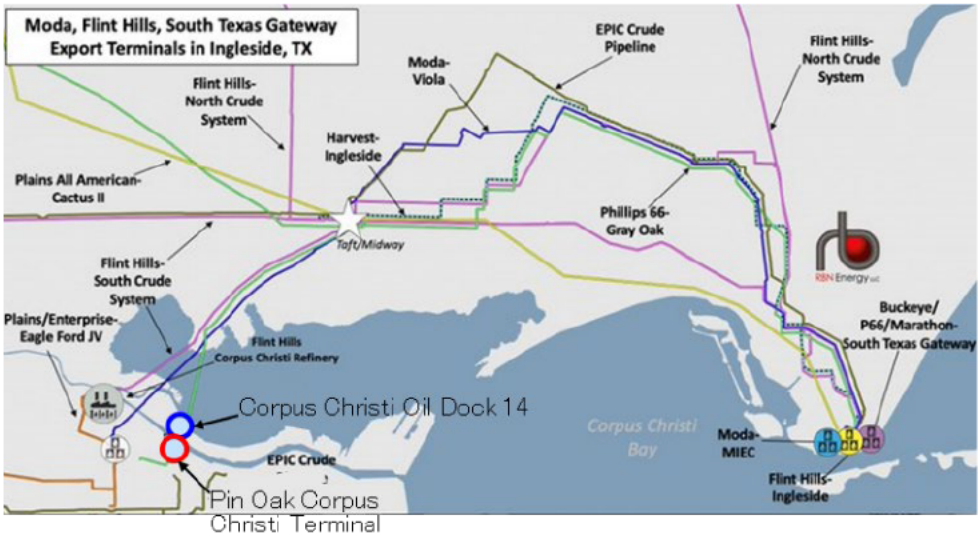
・Pin Oak Corpus Christi

Pin Oak Corpus Christi は、コーパスクリスティ港の新設出荷設備 Corpus Christi Oil Dock 14 から、タンカーへの原油の積み込みを開始した。図表 3.5.7 に、コーパスクリスティ港内の Pin Oak Corpus Christi の設備を示す。

－Pin Oak Corpus Christi は、コーパスクリスティ港と共同で、多様な輸送手段を持つ（マルチモーダル）ターミナル Pin Oak’s Corpus Christi Terminal を増強した。

両者は、海上入出荷設備、60 万 kL のタンク群、パイプライン接続、鉄道・トラック輸送を整備してきた。

図表 3.5.7　コーパスクリスティ港内の Pin Oak Corpus Christi の設備



（出所）RBN Energy

－Pin Oak Corpus Christi の戦略は、Suezmax 級（14 万～15 万 DWT）バルク液体タンカーに対応できる港にすることである。これによって同社はテキサス州南部における優れたターミナルと物流を持つことになる。

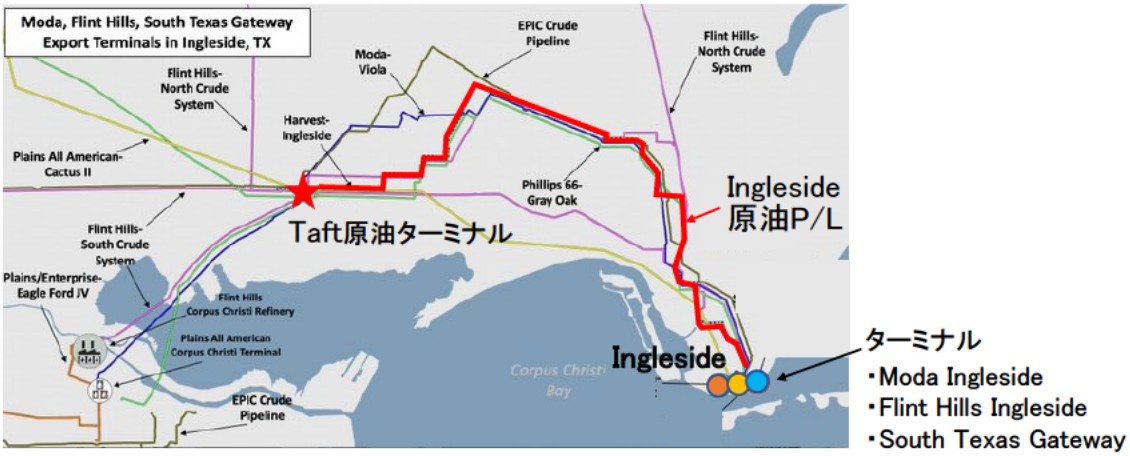
1 船目は、Aframax 級（8 万～12DWT）タンカーPacific Dawn(105,700DWT)であった。

－Pin Oak Corpus Christi は、世界でミッドストリームを開発・買収・運営する Dauphine とトレーダー Mercuria EnergyGroup との JV である。出荷設備は 4 万バレル/時で積み込むことができる。

・Harvest Midstream 社

図表 3.5.8 に、コーパスクリスティ港内の Harvest Midstream 社の輸出設備と Ingleside 原油パイプラインを示す。

図表 3.5.8　Harvest Midstream の輸出設備と Ingleside 原油パイプライン



（出所）RBN Energy

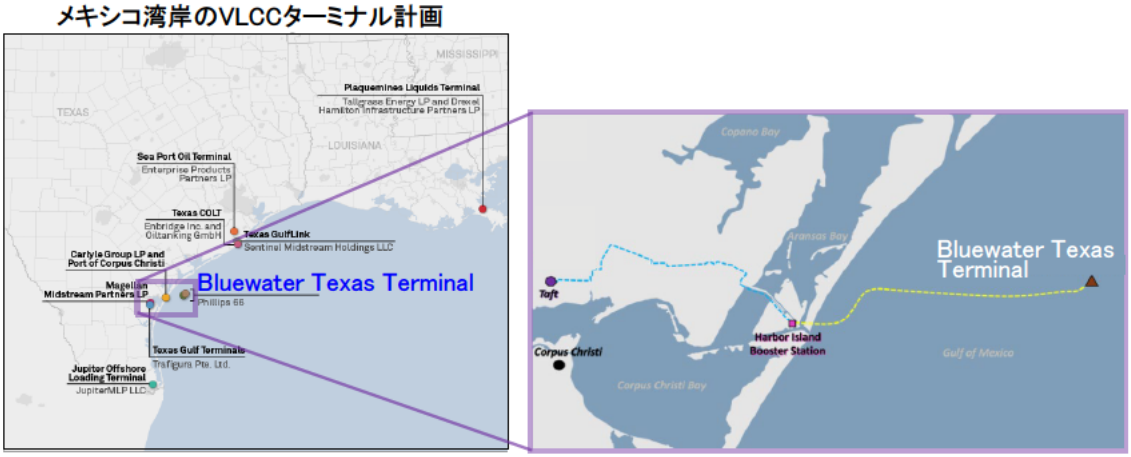
同パイプラインは 2020 年 6 月に完成し、Taft の原油ターミナルから Ingleside にある 3 つの輸出ターミナルへ、イーグルフォード原油を輸送している。パイプラインは 24 インチ、全長 24 マイル、輸送能力は 60 万 BPD であり、イーグルフォード原油の輸出を大幅に増加することができる。

（3） コーパスクリスティ沖の原油輸出ターミナル

米国の Phillips 66 とシンガポールの Trafigura Group Pte. Ltd は、原油輸出ターミナルを建設する目的で均等出資 JV Bluewater Texas Terminal LLC を設立した。Bluewater Texas Terminal の位置を図表 3.5.9 に示す。テキサス州のコーパスクリスティ港入口の沖合 21 海里（38km）に、一点係留式ブイを設置し VLCC タンカーを受け入れるターミナルとパイプラインを建設するため計画を連邦・州に申請している。

Phillips 66 と Trafigura は、最終投資判断を 2020 年後半に行う。

図表 3.5.9 Bluewater Texas Terminal の位置



（出所）S&P Global Platts、2019 年 7 月

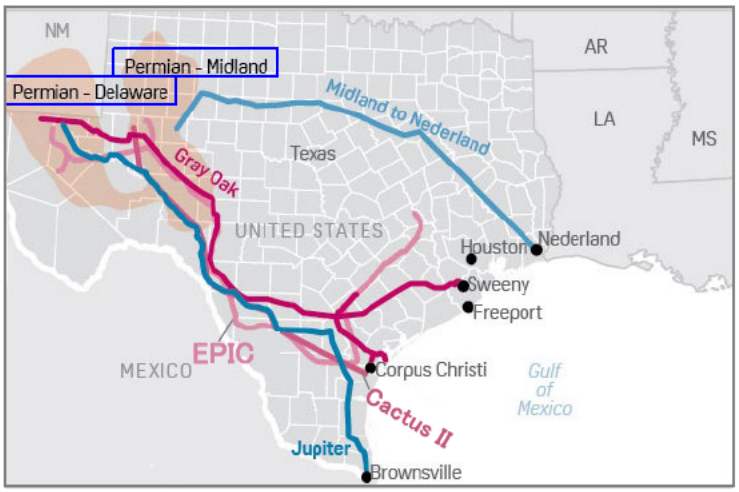
（4） コーパスクリスティ港の原油輸出量増加

・コーパスクリスティ港の 2019 年の取扱量は国産原油と LNG の増加によって過去最高であった（122 百万トン）。毎年増産しているパーミアン原油を輸送するパイプライン Cactus Ⅱ と EPIC が 2019 年に開通したことによって、国産原油の輸出量は増加した。

・図表 3.5.10 に、パーミアン原油を輸送するパイプライン Cactus Ⅱ と EPIC を示す。このパイプラインによってコーパスクリスティ港からの原油輸出量は 2018 年に対し 26.8%増加した。

イーグルフォード、パーミアン等のテキサス州近傍のシェールガス油のパイプラインは、コーパスクリスティを経由する。シェール革命以降、パーミアン、イーグルフォード油井の産出量が増加し、ヒューストンに比べて、コーパスクリスティの方が近い。パイプラインも 3 本以上増設されており、シェール 2 波によって、コーパスクリスティ港へのケミカルコンプレックス新設及び輸出ターミナルの新増設が活発になっている。

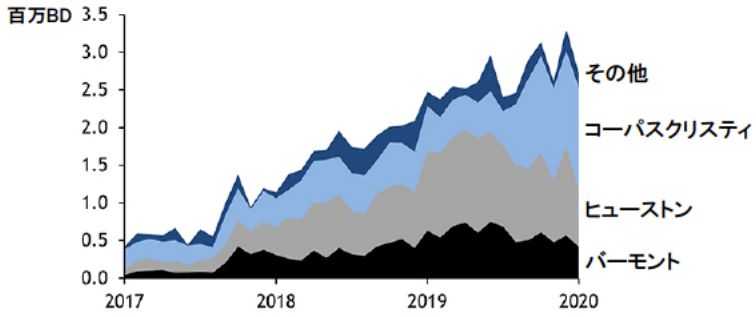
図表 3.5.10　パーミアン原油を輸送するパイプライン



（出所）S&P Global Platts、2019 年 7 月

・図表 3.5.11 に、米国の港別原油輸出量を示す。複数のパイプライン増強によって、パーミアン原油とイーグルフォード原油のコーパスクリスティ港へのアクセスが増強された。出荷設備も増強され、原油輸出量は急増し 2019 年に米国全体の 5 割を占めるに至った。

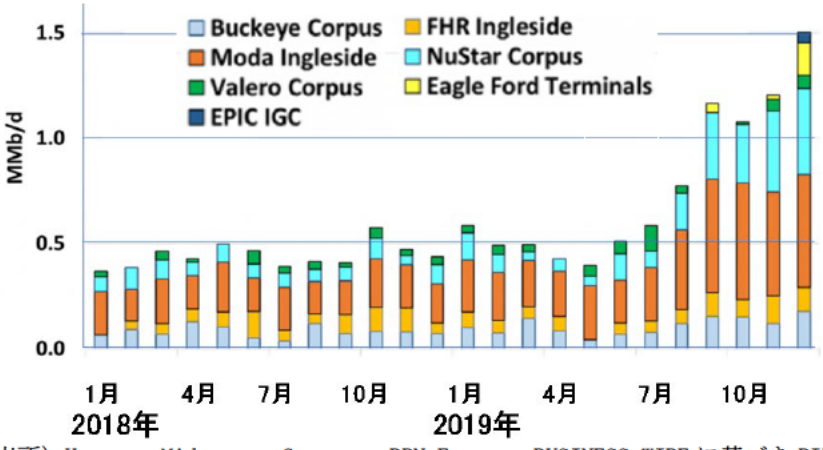
図表 3.5.11　米国の港別原油輸出量



（出所）Argus Media、2020 年 2 月

・図表 3.5.12 に、コーパスクリスティ港におけるターミナル別の原油輸出量を示す。Ingleside 原油パイプラインの開通によって、イーグルフォード油井から Ingleside の Harvest Midstream 社の輸出設備からの原油出荷が更に増えることが見込まれる。

図表 3.5.12　コーパスクリスティ港のターミナル別原油輸出量



（出所）Harvest Midstream Company、RBN Energy、BUSINESS WIRE に基づき RING 作成

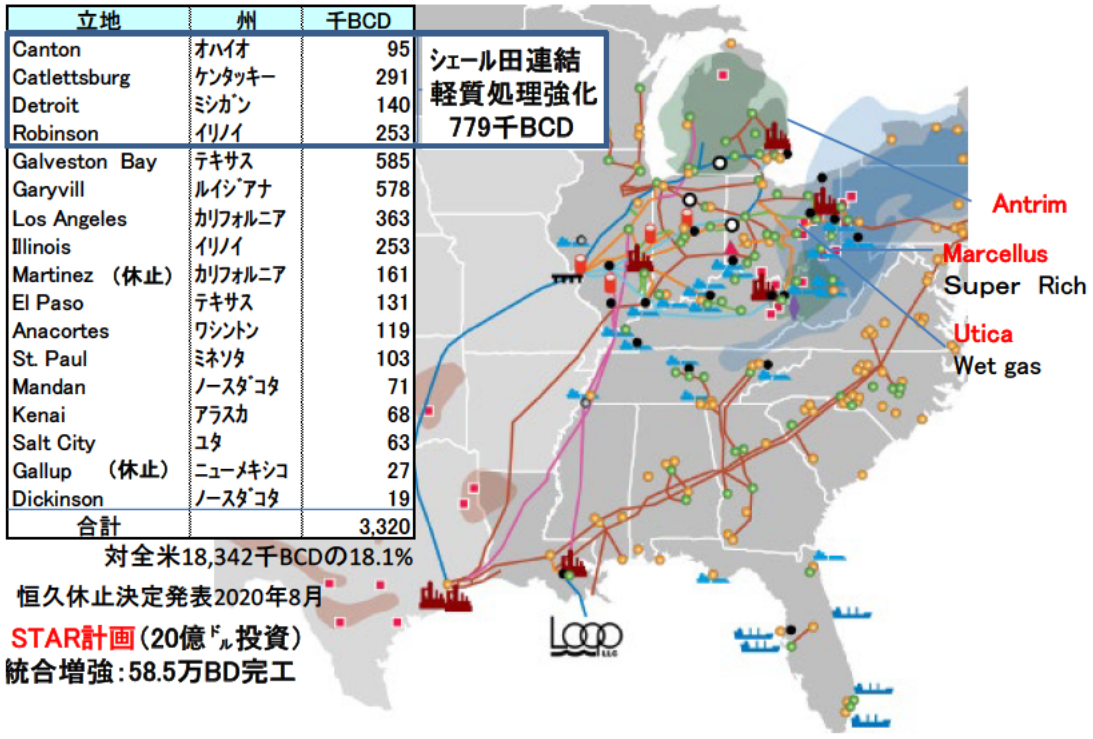
３．５．４　マーセラス田ーマラソン製油所チェーン構築

（１）　マラソン社の石油精製事業戦略とコロナ禍のインパクト

・マラソン社は、米国中西部の代表的石油業者で、2020 年 9 月時点で全米 1 位の石油精製能力を有する。近接するマーセラス等の中西部優良シェール田との融合によって石油事業を増強し、輸出を含めた収益拡大に向けて石油の生産構造を変えるのが主な戦略である。マラソン社の製油所立地と石油精製能力を図表 3.5.13 に示す。

図表 3.5.13　マラソン社の製油所立地とマーセラス等シェールとの結合

立地	州	千BCD
Canton	ｵﾊｲｵ	95
Catlettsburg	ｹﾝﾀｯｷｰ	291
Detroit	ﾐｼｶﾞﾝ	140
Robinson	ｲﾘﾉｲ	253
Galveston Bay	ﾃｷｻｽ	585
Garyvill	ﾙｲｼﾞｱﾅ	578
Los Angeles	ｶﾘﾌｫﾙﾆｱ	363
Illinois	ｲﾘﾉｲ	253
Martinez （休止）	ｶﾘﾌｫﾙﾆｱ	161
El Paso	ﾃｷｻｽ	131
Anacortes	ﾜｼﾝﾄﾝ	119
St. Paul	ﾐﾈｿﾀ	103
Mandan	ﾉｰｽﾀﾞｺﾀ	71
Kenai	ｱﾗｽｶ	68
Salt City	ﾕﾀ	63
Gallup （休止）	ﾆｭｰﾒｷｼｺ	27
Dickinson	ﾉｰｽﾀﾞｺﾀ	19
合計		3,320



（出所）Worldwide, US Refinery Survey-Capacities 、2020 年 1 月 7 日、Oil & Gas Journal 他に基づき RING 作成

－原油処理能力 ： 332 万 BD （2 製油所休止前　18.1%　対全米 1,834 万 BD）
・ところが、コロナ禍による燃料油の内需急下落によって、その事業戦略を変えざるを得ない状況にあり、後述するように、2018 年に買収した製油所の閉鎖や財政立て直しに迫られている。

（2） MPC 事業戦略の基本的考えと要点
・MPC 投資計画 42 億ドル（2016 年）の内訳
石油精製、市場開発（11.45 億ドル）、中流強化（8.28 億ドル）、小売販売買収（3.61 億ドル）、パイプライン・流通他（17 億ドル）で、石油精製による収益拡大を目指しており、石油化学事業を有していない。
・STAR 計画（製油所連結増強）による 20 億ドルの投資を実施
Galveston Bay 製油所（テキサス）459 千 BCD と Texas City 製油所（テキサス）86 千 BCD の近接製油所を連結、585 千 BCD に増強強化した。
・北東部の強力な石油販売ネットワークを武器に、また、Marcellus＋Utica シェール田に近い地の利を生かして、有機的な石油事業融合シナジー効果による収益アップを図る。中西部に強いことから、PADD3 製油所では重質原油（56%）、シェール田に近い PADD2 では軽質原油（44%）を処理する。
・シェールミッドストリーム事業拡大と製油所の連結
モントベルビューの、天然ガス・NGLs 事業を拡大する。そのために、シェール中流の MakWest を買収した。そして、製油所活用によるミッドストリーム進出により、シェール田と製油所を連結した。
特に、Marcellus＋Utica シェール田に近いこと、北東部における石油インフラが充実していることを背景に、シェール田との一気通貫石油精製販売＋輸出チェーン構築に向けて、計画的な投資を実施中であるが、コロナ禍で計画続行は未定である。
・Speedway（MPC 子会社）のリテール事業拡大によるマーケッティング強化
全米 22 州に、2,760 の SS（米国第 2 位）を有し、ペンシルベニア、テネシー州を核に、成長期待ができる空白地帯であるジョージア、サウスカロナイナ、フロリダへ進出する。

３．５．５ マラソン・ペトロリアム（MPC）バイオ製油所への転換の可能性

米国最大の精製能力を有するマラソン社は 2 製油所機能を閉鎖する。閉鎖するのは、カリフォルニア州マルティネス製油所（16.1 万 BD）とニューメキシコ州ギャロップ製油所（2.7 万 BD）の 2 か所で、いずれもマラソンが 2018 年に買収したばかりの製油所である。

2 製油所とも、コロナ禍で需要が減退した今年 4 月から稼働を停止している。閉鎖理由は、新型コロナの影響で需要が減退したことによる。ギャロップは完全に閉鎖し、人員（約 220）は段階的にすべて解雇する。マルティネスは、油槽所機能を残すので 740 名のうち必要な人員は残り他はすべて解雇する。再生可能ディーゼル設備への転換については検討中となっており、実現するかどうかは不透明である。地元の下院議員が、雇用確保とカリファルニアのグリーン化を旗印として転換を強く働きかけている。マラソン社がどの程度グリーン化に積極的か分からないが、各種支援を含む経済性次第と思われる。

３．６ 米国シェール第２波の影響と原油処理の変化、アジア圏への輸出拡大

３．６．１　コロナ禍のシェールガス油の生産量への影響と中期見通し

（１） コロナ禍におけるEIAによる米国短期エネルギー見通し

・米国の原油生産量

米国エネルギー情報局(EIA)は、2020 年 5 月の短観(STEO)で、新型コロナ感染拡大抑制策の影響で、石油製品の需要量減少と原油価格が下落したことを受けて、原油の減産を予測している。STEO では、米国の原油生産量を、2020 年が 1,170 万 BPD、2021 年は、1,090 万 BPD で、2019 年に比べてそれぞれ 50 万 BPD、130 万 BPD 減少するとみている。

・米国の天然ガス

２月のヘンリーハブの天然ガス価格は 1.91$/百万 BTU であった。EIA は、天然ガス生産量が減少し、電力向け需要が増加する 2Q に価格が上昇し、2020 年平均で 2.11$/百万 BTU になると見ている。

・米国の天然ガス生産量は 2019 年に過去最大の 92.2bcfd となった。EIA は 2020 年平均で 95.3bcfd になるが、月単位では減少傾向であると予測している。

－生産量の減少は大部分がアパラチアとパーミアンで起きている。

－アパラチアでは天然ガス価格低下によって天然ガスを目的とする生産が抑えられ、パーミアンでは原油価格低下によって随伴ガスが減少している。

・電力、石炭、再エネ、CO2 排出

天然ガス火力発電量は、ほぼ一定で 2019 年、2021 年ともに 37%を占める。石炭火力は 2019 年の 24%から 2021 年の 21%に減少する。再エネは 2019 年の 17%から 2021 年には 21%に増加する。原子力は 2019 年の 20%から変わらない。

2020 年の石炭の生産量は、2019 年から 1.2 兆トン減少し 5.7 兆トンであった。電力向けの減少と輸出の減少のためである。

・エネルギー起源の CO2 は 2020 年に 2019 年に対して 2.2%減少するだろう。理由は、エネルギー効率向上と 1 月、2 月が例年より暖かかったためである。エネルギー起源の CO2 は気候、経済成長、エネルギー価格、燃料割合によって左右される。

（２） EM のパーミアンにおける大幅減産

・ExxonMobil はニューメキシコ州とテキサス州にまたがる Permian Basin シェール鉱区の掘削リグ数を削減する。また、今年の設備投資の規模縮小も計画している。原油価格が下落していることが背景にある。成長市場のいくつかへの業界の投資拡大によって供給が需要を超えており、コロナウイルスの経済的影響の増大によって悪化している。特に短期的には多くの不確実性が生じている。

大手石油会社はすでに支出を削減している。Institute for Energy Economics and Financial Analysis によると、2019 年の世界の 5 大石油・ガス会社は、資本プロジェクトに 887 億ドルを費やしたが、2013 年の 1,659 億ドルからほぼ 50%減少している。

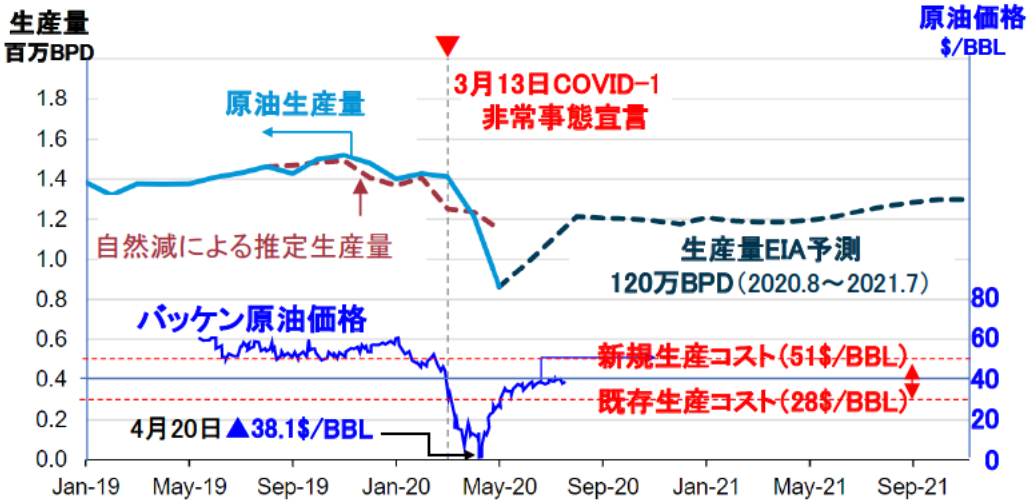
（３） 優良鉱区バッケンシェール田のノースダコタ州で原油が減産

・米国ノースダコタ州の原油生産量は、2019 年 12 月から 2020 年 5 月にかけて、コロナ禍で、150 万 BPD から 41.6%減少し約 90 万 BPD となった。

この減産量は、油井の新規掘削を停止し既存油井からの生産が自然に減少していくよりも大きい。この原因は、原油価格の大幅な下落によるもので、多くのシェール生産者が既存の油井でも減産していることによる。

・コロナ禍による原油価格の急落とシェール採掘ランニングコスト割れ
バッケン原油の価格は、2019 年の平均 55.70$/BBL から 2020 年 4 月には一時マイナス 38.13$/BBL まで急落し、2020 年 5 月平均では 29.82$/BBL となった（図表 3.6.1 参照）。

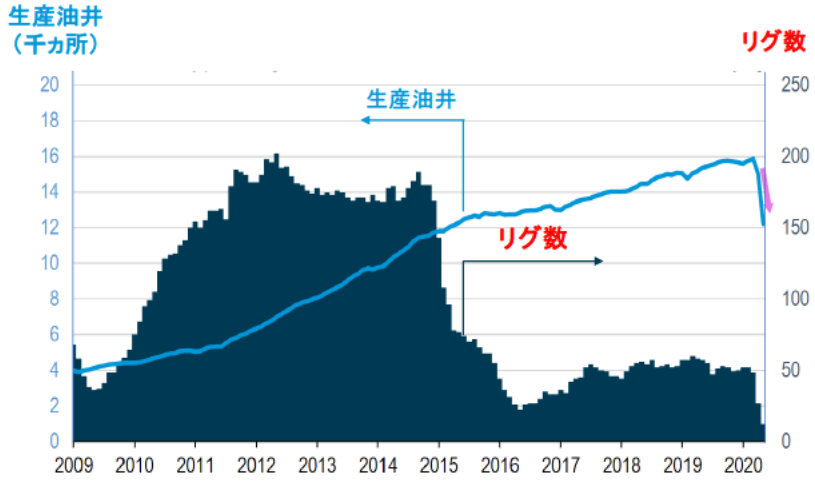
図表 3.6.1　ノースダコタ州の原油生産量とバッケン原油価格



（出所）EIA, Today in Energy, 2020 年 8 月 20 日に基づき RING 作成

・ダラス連邦準備銀行によると、シェール油井の生産（ランニング）コストは 28$/BBL 必要であり新規油井の掘削には 51$/BBL が必要である。なお、図表中の自然減による推定生産量とは、油井の新規掘削を停止し、既存油井からの生産が自然に減少していく量を意味する。コストを減らすために新規の掘削を減らしている。
・価格下落に対する３つの減産方法
シェール田から生産量を減らすには３つの方法がある。
－一つは、幾つかの油井を完全に止める方法である。ノースダコタ州では 2019 年 12 月に 16,000 あった油井が 2020 年 5 月には 12,800 になった。
－二つ目は、油井の新規掘削の停止である。2019 年 12 月に 50 基あったリグが 2020 年 5 月には 12 基に減少した。
－三つ目は、油井の生産を止めずに生産量を下げる方法である。2019 年 12 月に 1 油井当たり平均 94BPD 生産していたが、2020 年 5 月には 70BPD に減少した。

図表 3.6.2　ノースダコタ州の原油生産井の急減



（出所）EIA, Today in Energy, 2020 年 8 月 20 日

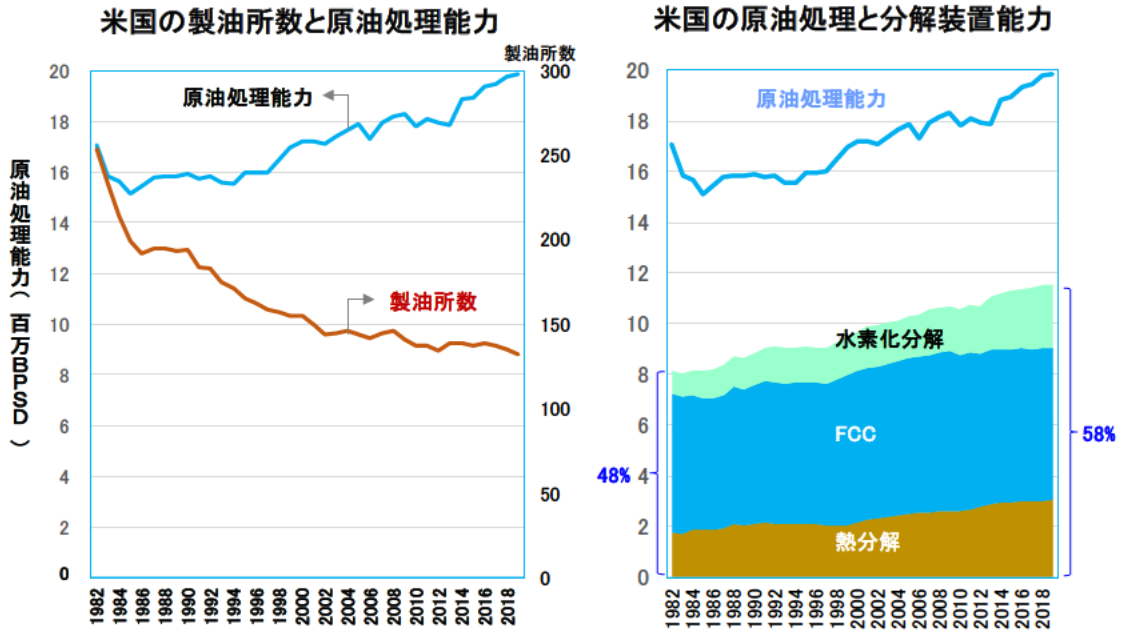
３．６．２　原油処理の軽質化、シェール第２波の石油および石油化学への影響

（１）　米国の製油所数と処理能力（1982-2019 年）

・図表 3.6.3 に示すように、米国の製油所数は 1982 年の 250 から 2019 年には 132 箇所に減少したが、処理能力は 2019 年に世界最大の 20 百万 BPSD まで増加した。したがって、製油所における平均処理能力は 1982 年から 2.2 倍（76 千→150 千 BPSD）に上昇し、日本の製油所当たりの平均処理能力と全く同じになった。

・ただし、分解装置能力は原油処理能力に対して 1982 年の 48%から 2019 年の 58%へと、大幅に増加した。

図表 3.6.3　米国における原油処理能力、分解装置能力の増加

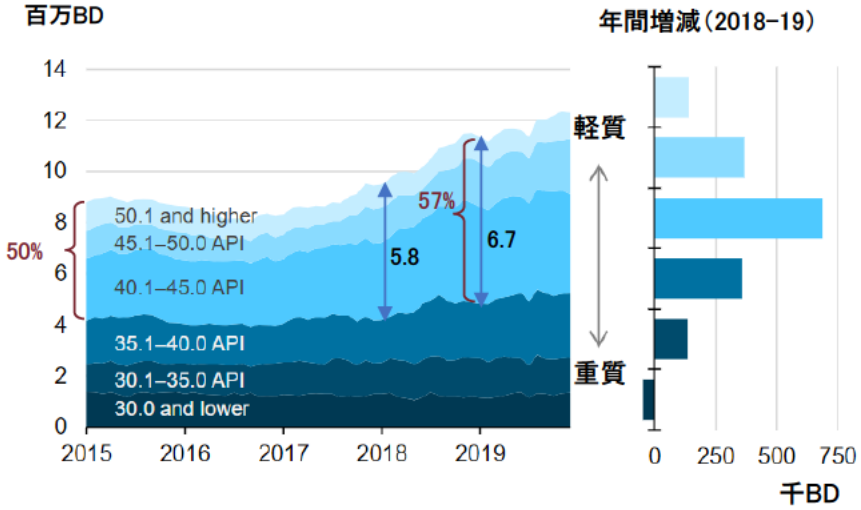


（出所）EIA を基に 2020 年 RING 作成

（2） 米国原油の軽質化、重質原油輸入量は減少

米国原油の生産量は 2019 年に 124 万 BD（11%）増加した。水平掘りと水圧破砕技術によってシェール岩から採掘されるシェールオイル・タイトオイルなどの軽質原油が増産した。米国の製油所は輸入される重質原油よりも国産の軽質原油を多く処理するようになった。図表 3.6.4 に米国の国産原油の軽質化を示す。

図表 3.6.4　米国の国産原油の軽質化

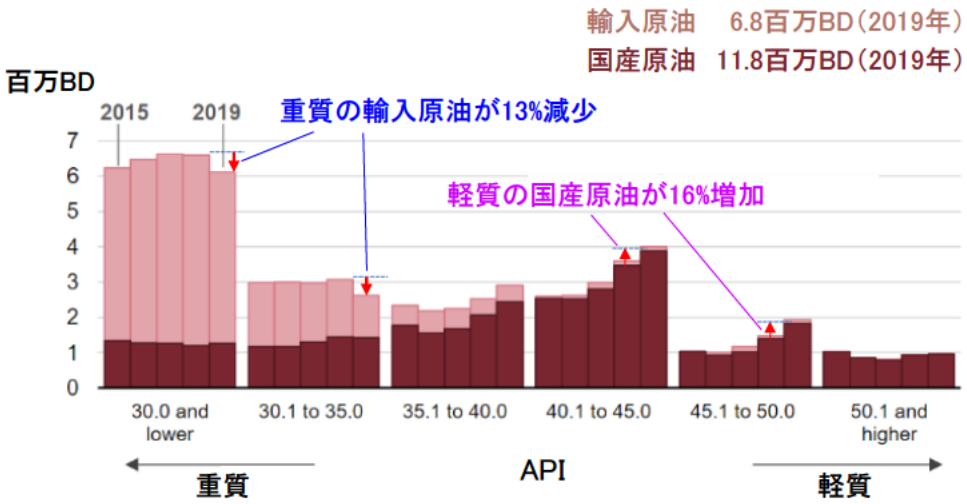


（出所）EIA

－API40 以上の軽質原油の生産が 2018 年の 580 万 BD から 2019 年の 670 万 BD に増加した。
－API40 以上の軽質原油の生産比率は 2015 年の 50%から 2019 年には 57%まで増加した。
－API40 から 50 の軽質原油はパーミアンやイーグルフォードで生産されている。
ノースダコタ州のバッケンの原油も比較的軽質であるが、カリフォルニアやメキシコ湾岸海底の原油は重質の傾向がある。

・図表 3.6.5 に、輸入原油と国産原油の API を示す。輸入原油は国産原油より重い。2019 年において輸入原油の内 API40 以下（重質）が 96%も占め、国産原油の内 API40 以下（重質）は 43%しかない。また、2019 年には重質の輸入原油が前年比 13%減少し、軽質の国産原油が前年比 16%増加して原油全体の軽質化が進んだ。米国の製油所は多様な原油を処理できる装備を持つので最も経済的な原油を選んで処理できる。重質原油は安価でありその価格は製油所にとって処理するインセンティブになる。

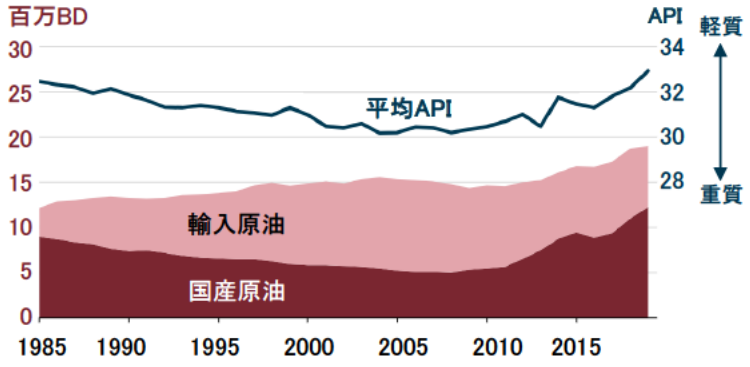
図表 3.6.5　輸入原油と国産原油の API



（出所）2020 年 9 月 9 日、EIA、Today in Energy

・図表 3.6.6 に、米国製油所の処理原油の軽質化を示す。
2009 年から 2019 年にかけて製油所で処理した輸入原油は 23%減少し、国産原油は 138%増加した。原油の平均 API は 2004 年には 30.2 であったが 2019 年には過去最高の 32.9 に達し、処理原油の軽質化が加速している。

図表 3.6.6　米国製油所の処理原油の軽質化

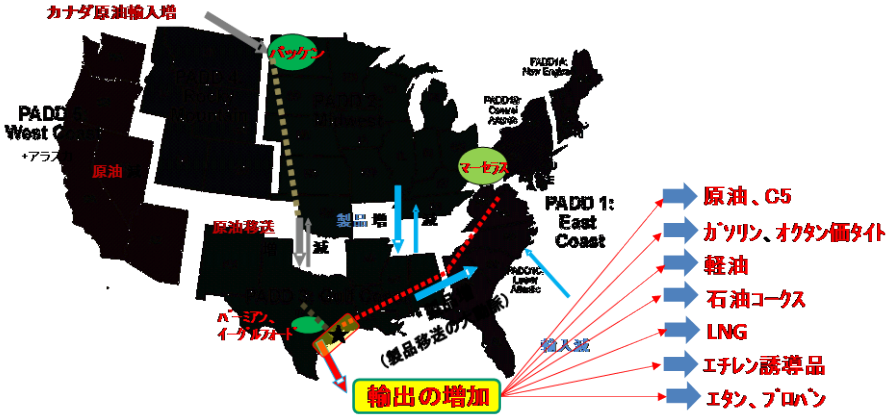


（出所）2020 年 9 月 9 日、EIA、Today in Energy

（3）　シェール革命による米国の石油精製および石油化学事業の収益力アップと輸出増加
・世界で類を見ない競争力のある川上から川下までの統合モデル構築
2014 年以降に、シェール田の開発が活発になるとともに、全米製造業は高い競争力を有すことになった。特に、イーグルフォード、パーミアン、アナダルコの優良シェール田に近く、全米の 6 割の石油・石油化学製品生産能力を有すメキシコ湾岸広域工業地帯は、近接のシェールオイル、ガス田と中流企業のネットワークを介し、生産田からハイドロカーボン製造までの世界最大の広域一貫生産チェーンを構築し、更に拡大中である。
・コロナ禍前着工の大型エタンクラッカー関連設備の操業開始
コロナ禍の直撃を受けての原油価格の急落と内需の減少や、ESG 投資家の化石資源への厳

しい制約によって、従来のような成長を期待できないが、既に着工した JV 等による大規模なエタンクラッカー、下流の操業が相次ぎ開始される。輸出規制の緩和等を背景に、コロナ禍にあっても、割安の原油や LNG 等のエネルギー資源や潤沢なエタン、LPG、更に石油製品及び石油化学製品を生産する世界の大規模な輸出競争力を有すことに変わりはない。したがって、内需の減退分はそのまま輸出へ振りかえられる（図表 3.6.7 参照）。

図表 3.6.7　米国の石精・石油化学工業団地からの輸出拡大



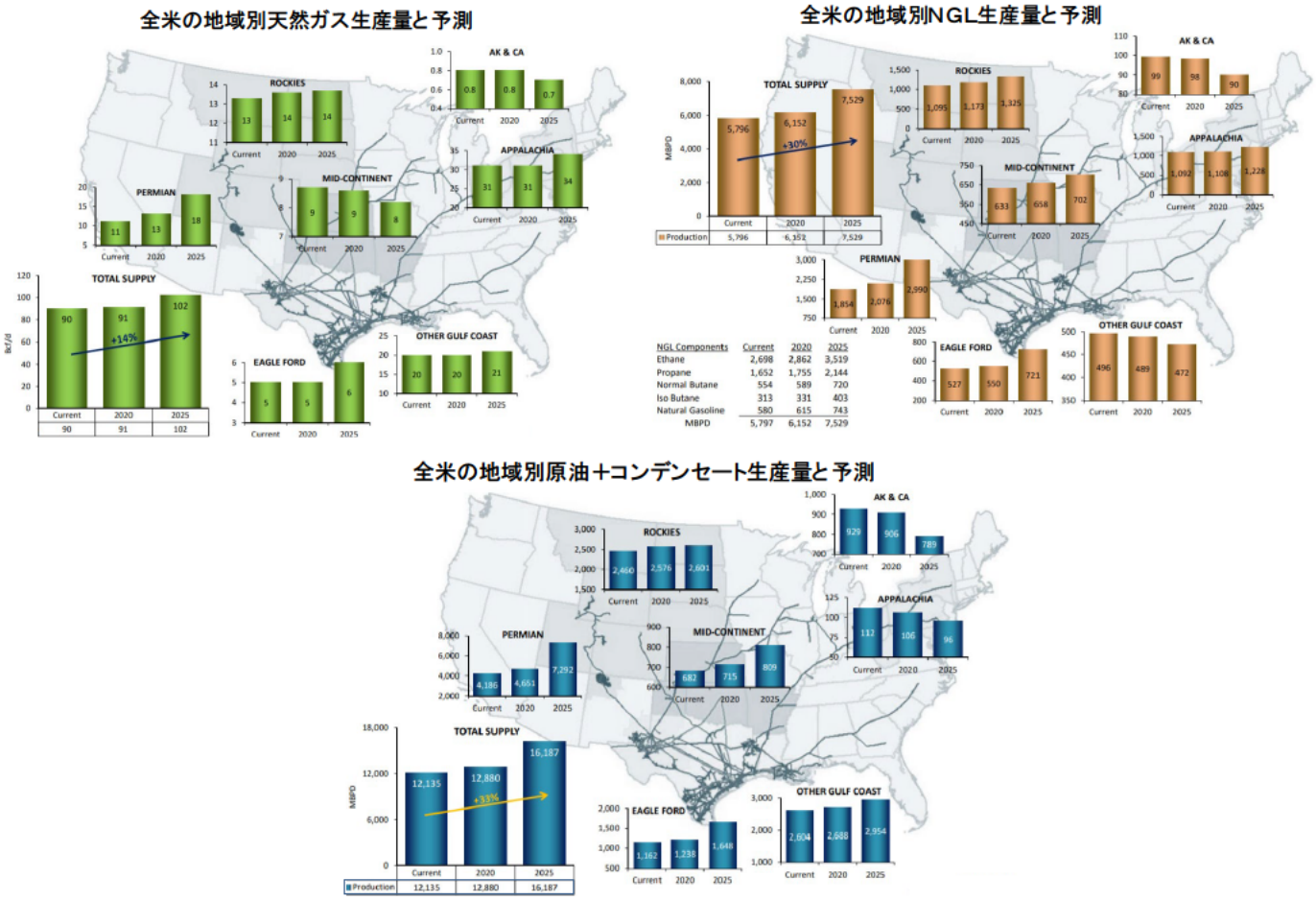
（出所）RING

・中流企業を介する全米原料供給ネットワーク、多様な輸出拠点の存在と拡張
更に、EPD 社による、マーセラス田からモントベルビューまでのエタンガス・パイプラインの逆送や、キーストンパイプラインの充実によるカナダ重質原油輸入増、パナマ運河の拡張完工により、PADD3 からのアジア、中南米への輸出の選択幅も拡大した。更に、もともと充実していた貨車によるコンテナの物流システム活用による太平洋岸からもアジア圏に向けてコンテナ輸出ルートも選択できる。

・コロナ禍による内需減退でアジア圏への輸出拡大
米国シェール革命が既存の石精および石化工業団地に、どのような生産構造の変化を及ぼしつつあるか、2010 年からをシェール革命初期とすると、2018 年より後を第２波とし、そのインパクトは、コロナ禍による米国内需減退をきっかけに、アジア圏への輸出拡大の形で表れつつある。

（４）　全米の地域別天然ガス、NGL、原油、C/D 生産量と 2025 年生産量予測
図表 3.6.8 にコロナ禍前の最近のシェール生産品の生産量とコロナ禍直前に予測した 2025 年の米国地域別のシェール品生産量をまとめる。

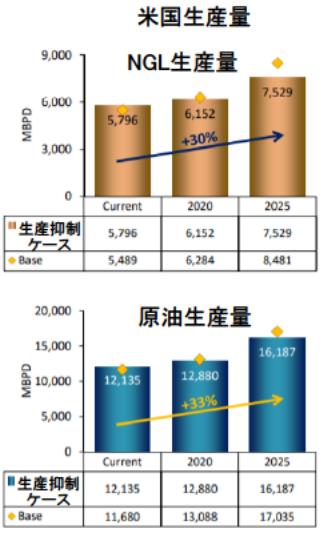
図表 3.6.8　米国における地域別天然ガス、NGL、原油＋C/D 生産量と 2025 年予測



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020, BARCLAYS 講演資料

（5）　米国の NGL、軽質原油の内需予測と輸出見通し

図表 3.6.9　米国のシェール由来 NGL、軽質原油の 2025 年需給と輸出予測



2025年の全米需給予測

製品	国内市場	国際市場
エタン	需要：＞65% ・新設クラッカーが1百万BPDのエタン消費 ・米国のクラッカーは原料の優位性を持つ →エチレン、ポリエチレンの輸出増	輸出：＜35% ・現在の能力はフルで輸出は一定 ・能力増が必要 →新たな投資が必要 →インフラが必要
LPG	需要：＜40% ・需要は140万BD ・プロパンは家庭用 ・LPGはプラスチックや特殊化学品	輸出：＞60% ・アジアは最優先 ・世界需要増加の60%は家庭用（価格に敏感ではない） ・世界需要増加の40%は石化（価格に敏感）
石油＋コンデンセート	需要：＜50% ・製油所は軽質原油を最大限処理する ・製油所能力増強は最小 →大半がボトルネックや更新	輸出：＞50% ・8百万BDの輸出の予想 ・軽質低硫黄原油： →石精・石化コンビナートに最も適合する原油 →IMO2020遵守に適合

（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020, BARCLAYS 講演資料

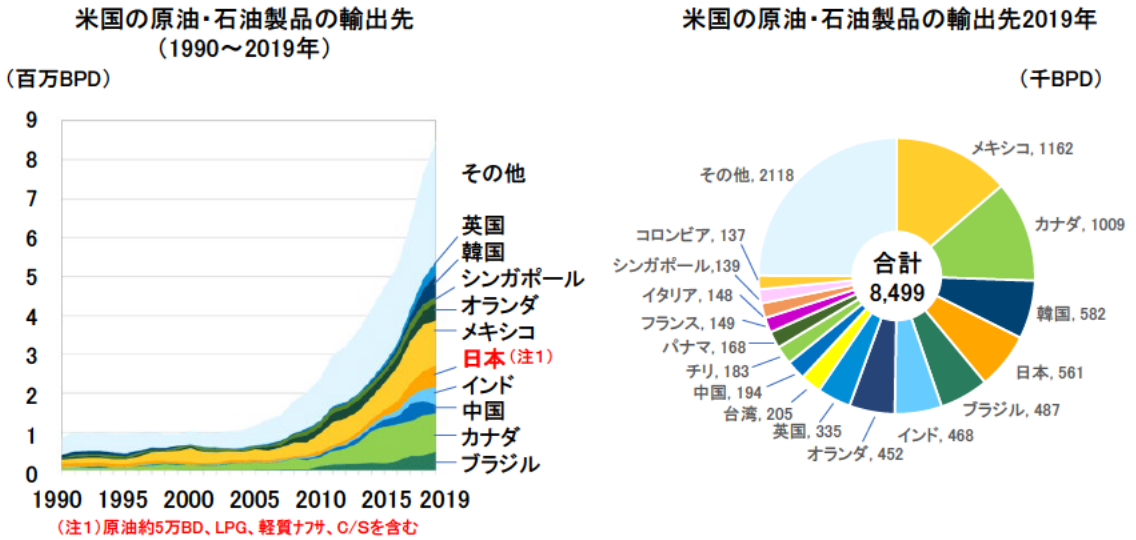
・図表 3.6.9 に、2020 年 3 月時点における EPD 社によるシェール由来エタン、LPG、石油＋コンデンセートの内需内訳と輸出割合の 2025 年予測を示す。
・エタンは国内の大規模なエタンクラッカーの稼働、計画によって、NGL フラクショネーター等の生産設備能力はフルで、輸出に追い付かない予測である。アジア圏他への新規エタン輸出を増やすためには能力増が必要になる。
・一方、LPG の生産は内需を大幅に超えて、輸出は生産量の 6 割を占める。
・石油＋コンデンセートも、2025 年には輸出が 8 百万 BD になると予想されている。
シェール原油に代表されるミッドランドは、ナフサと中間留分の得率が大で、かつ、重質残渣は数%にも満たないこと、北海ブレンド原油よりも安価なことから、アジア圏のナフサ分解が石精石化コンビナートに最適合である。アジア圏の物流輸送費をのせても採算性が十分にある。特に、日本のような石精石化コンビナートが隣接インテグするサイトでは、非常に有効な原油である。

３．６．３　米国からの原油・石油製品の輸出量推移とアジア圏への輸出先拡大

（１）　米国原油及び石油製品の輸出先、アジア圏への拡大

・米国原油＋石油製品輸出量は、過去 10 年間増加を続け 2019 年には 850 万 BPD に達した。図表 3.6.10 に示す通り、最大の輸出先は 116 万 BPD(14%)のメキシコ、2 番目はカナダで 101 万 BPD(12%)、以下に韓国（582 千 BD)、日本（561 千 BD ）、ブラジル、インド、英国、台湾と続く。米国の原油及び石油製品輸出先は、シェール革命後、アジア圏へ拡大している。

図表 3.6.10　米国の原油及び石油製品の輸出先とアジア圏流入

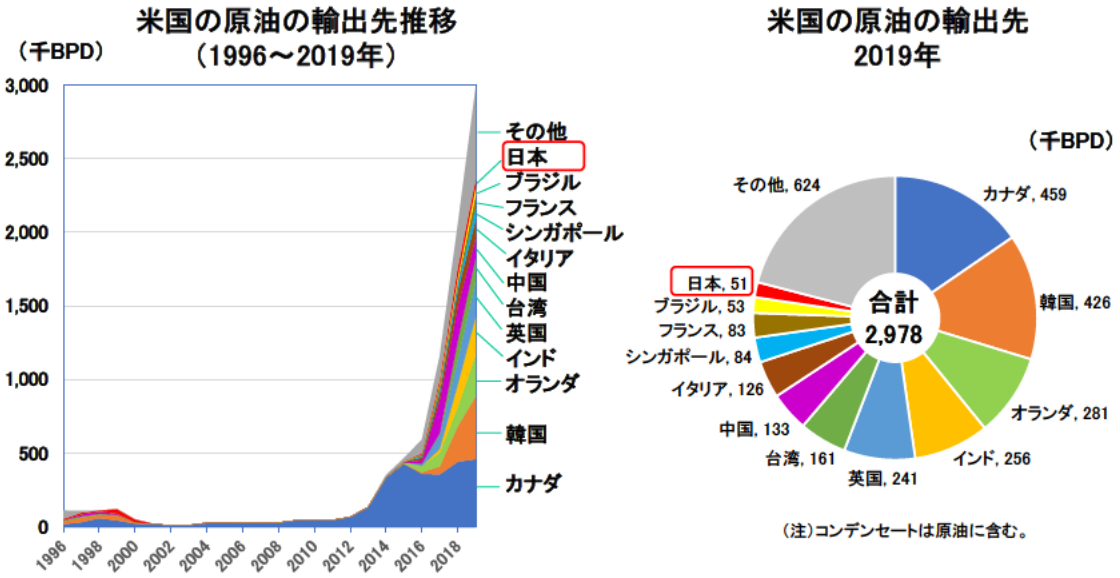


（出所）Green Car Congress、2020 年 6 月 30 日、EIA “Total Crude Oil and Products Exports by Destination”に基づき RING 作成

（２）　米国原油の輸出推移と輸出先

・米国の原油輸出量は増加を続け 2019 年には約 300 万 BPD になった。図表 3.6.11 に示す通り、最大の輸出先はカナダ 46 万 BPD(15%)、2 番目は韓国で 43 万 BPD(14%)である。

図表 3.6.11　米国原油の輸出先とアジア圏流入



（出所）EIA “Total Crude Oil and Products Exports by Destination”に基づき RING 作成

・北海軽質原油産出国の英国も、241 千 BD を輸入している。WTI 価格が北海ブレンドより安価であること及び北海原油の産出が減少していることによる。
・米国シェールオイルの輸出は、対岸の欧州だけでなく韓国、インド、台湾、中国、日本と、アジア圏の主要工業団地にまで拡大している。
・日本は 5 万 BD（2%）で各石油会社の輸入内訳（2019 年）を図表 3.6.12 に示す。

図表 3.6.12　2019 年度の日本への米国産原油輸入量

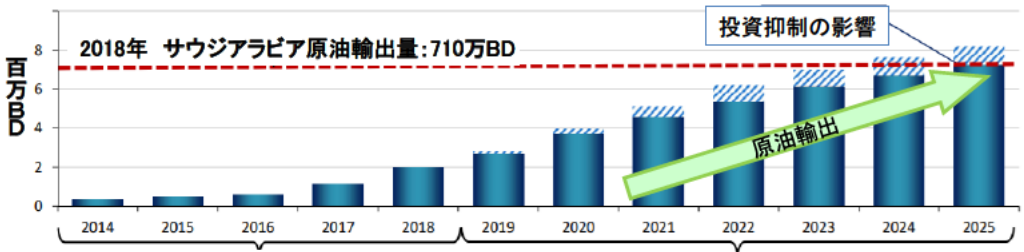
合計 / 受入 直受入	列ラベル				
行ラベル	WTIM	WTL	イーグル・フォード・クルード	ユティカ・コンデンセート	総計
JXTGエネルギー	**1,253,961**	**102,601**	**291,582**		**1,648,144**
根岸製油所	78,721				78,721
堺製油所		102,601			102,601
千葉製油所	55,569		142,488		198,057
川崎製油所	410,962		33,460		444,422
大分製油所	191,951				191,951
和歌山製油所	516,758		115,634		632,392
JX喜入石油基地	**282,629**		**108,317**		**390,946**
喜入基地	282,629		108,317		390,946
コスモ石油	**345,769**				**345,769**
堺製油所	22,245				22,245
四日市製油所	11,986				11,986
千葉製油所	311,538				311,538
鹿島石油				**71,047**	**71,047**
鹿島製油所				71,047	71,047
西部石油	**39,791**				**39,791**
山口製油所	39,791				39,791
太陽石油	**85,376**				**85,376**
四国事業所	85,376				85,376
東亜石油	**119,160**				**119,160**
京浜製油所	119,160				119,160
総計	**2,126,686**	**102,601**	**399,899**	**71,047**	**2,700,233**

（出所）RING 調査

（3）　米国原油の輸出増加見通しと軽質原油の消費先

・図表 3.6.13 に示すように、2019 年 6 月の輸出量は 320 万 BD であったが、2025 年には 800 万 BD（サウジアラビア水準）になると予想されている。

図表 3.6.13　米国原油輸出推移と予測



米国からの輸出先（千BD）

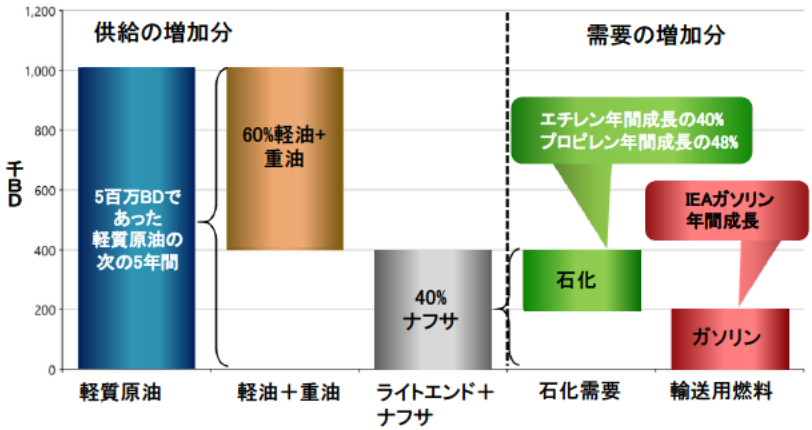
MBPD	1Q 2018	2Q 2018	3Q 2018	4Q 2018	1Q 2019	2Q 2019	3Q 2019*	3Q 2019* vs 3Q 2018
★South Korea	74	154	261	476	357	431	492	88%
Canada	461	428	459	414	466	452	446	-3%
★China	404	375	117	34	83	200	238	102%
United Kingdom	122	154	176	212	248	178	225	28%
Netherlands	86	96	125	221	304	223	198	58%
★India	95	172	156	177	263	312	178	14%
★Taiwan	60	101	217	145	180	204	110	-50%
Italy	118	142	109	64	114	132	100	-8%
Thailand	16	41	50	46	175	34	88	76%
Spain	21	19	26	22	21	44	78	198%
Other	232	406	364	538	538	757	561	54%
TOTAL	1,689	2,088	2,060	2,349	2,750	2,967	2,711	32%

原油輸出予測
2018年　200万BD
2019年6月320万BD
2025年　800万BD(EPD予測)

（出所）EIA and EDP Fundamentals August 2019 Forecast

・シェールオイルの生産量は、2018 年の 500 万 BD から 5 年間で 1,000 万 BD 増加することが予測されている（図表 3.6.14 参照）。
パーミアン盆地のミッドランドシェールオイルに代表されるように、シェールオイルはナフサ得率が大きく、灯軽留分＋重油留分が約 60%、重質残渣は数%という超軽質原油で、石油精製とエチレンセンターがインテグするコンビナートに適した留分得率を有す。

図表 3.6.14　2018 年から 2023 年の増加量と消費先

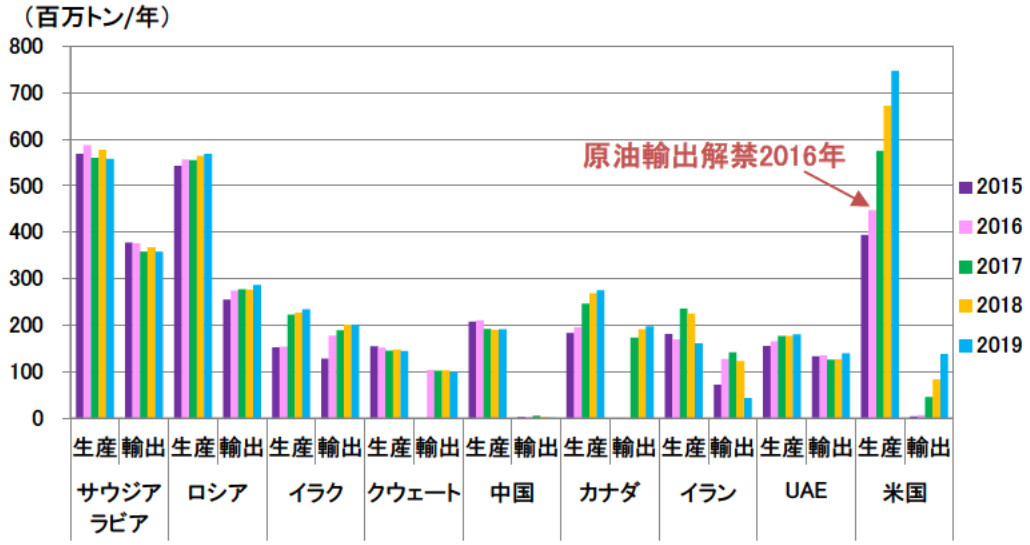


（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

（4）　米国における原油生産と輸出の産油国との比較推移
シェール革命の進展（第 1 波）で、米国の原油や天然ガス等のエネルギー資源の生産は飛

躍的に伸びた。BP Sattistical Review of World Energy 2019, UN COMTRADE Database に基づき、過去数年間の世界の原油、天然ガス、液化石油ガス（LPG)、石油化学製品の生産や輸出量推移や、世界に占める米国の規模を以下に示す（図表 3.6.15 参照)。

図表 3.6.15　産油主要国の原油生産および輸出量の推移

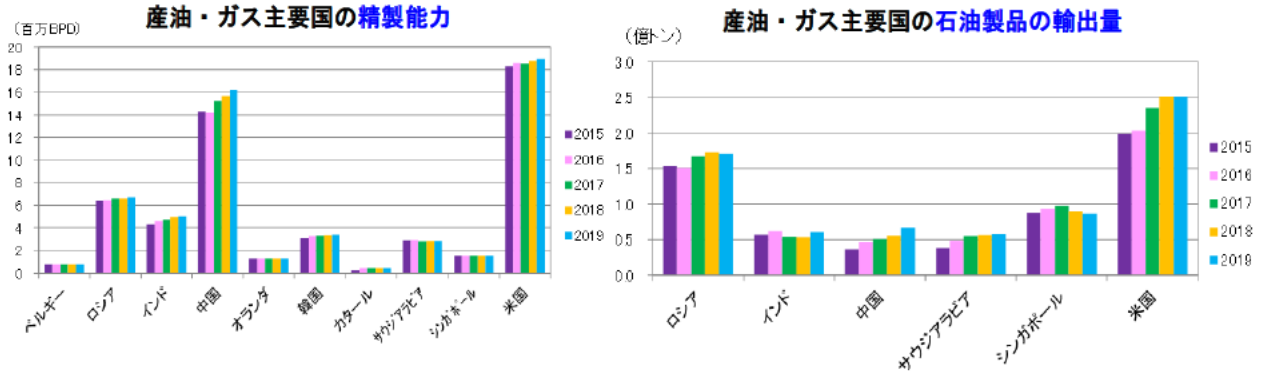


（出所）BP Statistical Review of World Energy 2019,UN COMTRADE Database 基づき RING 作成

・サウジアラビアとロシアが 5 億トン半ばの原油生産 1、2 位を競っていた。
米国は 2015 年の 3.9 億トンから 2019 年には 7.5 億トンまで生産を増やし、世界トップ国の産油国に急成長した。
・米国の原油輸出(NGL 含まず)については 3 億トン台のサウジアラビアや、2 億トン台のロシアに及ばないものの、2015 年 12 月に原油輸出解禁法成立で、徐々に増加し、2019 年には 1 億トンを突破した。原油価格が回復し、多くの米国シェール田採掘コストを上回るようになると、シェールオイルの輸出が増加する見通しである。なお、統計が異なるため原油輸出量には NGL を含まない。

（5）　シェール革命後の米国における石油製品生産と輸出の産油国との比較推移
・米国石油精製能力、石油製品生産推移と輸出推移
図表 3.6.16 に示すとおり、石油製品についても米国は既に世界最大の精製大国であり、2015 年以降、日量 1,800 万バレルを超えている。
・米国は、シェールオイルの増加で世界最大の石油製品輸出国である。毎年増加しており 2019 年は 2.5 億トン（500 万 BD）と 2 位のロシア（1.6 億トン）を大きく離している。

図表 3.6.16　産ガス油主要国の石油精製能力および石油製品輸出量の推移



（出所）BP Statistical Review of World Energy 2019,UN COMTRADE Database 基づき RING 作成

・輸出先の需要増に加えて、石油製品の原料である米国産原油の価格が他地域の同価格に比べて割安で、原油を精製する際に使用する燃料の天然ガスの米国価格も他地域と比べて安価であったことで、米国の精製マージンが優位になった。
・輸出先を見ると、製品によって異なるものの中南米向けが多い。とりわけメキシコ向けは、メキシコ国内需要増にかかわらず設備投資不足から生産増強が追いついておらず、米国からのガソリン等の輸出が増えている。
・今後の見通しについて自動車の燃費規制等の強化で米国内のガソリン消費が減少すると予想されており、米国の石油精製企業は割安な原油やガスの価格に基づき輸出に活路を求めるとしている。

日本の精製能力余剰に対する施策も、アジア圏への超低硫黄ガソリン、軽油の輸出である。最近は、米国石油製品もアジア市場に流入しており、徹底したコスト削減が必要である。

３．６．４　世界の天然ガス事情と米国シェールガス拡大に伴う設備投資計画

（１）　コロナ禍で、2020 年の天然ガス需要量は前年比 4%減少

国際エネルギー機関(IEA)は、天然ガス需給の年次レポート“Gas 2020”(6 月) を公表し、その中で、新型コロナの感染拡大と冬季の天候が穏やかだったことから、2020 年の天然ガスの需要量は、2019 年に比べて 4%減少した。ただし、新型コロナの影響は長引くものの、天然ガス需要量は、2021 年には回復すると予測している。

（２）　米国内、メキシコ、カナダの天然ガス消費と LNG 輸出見通し

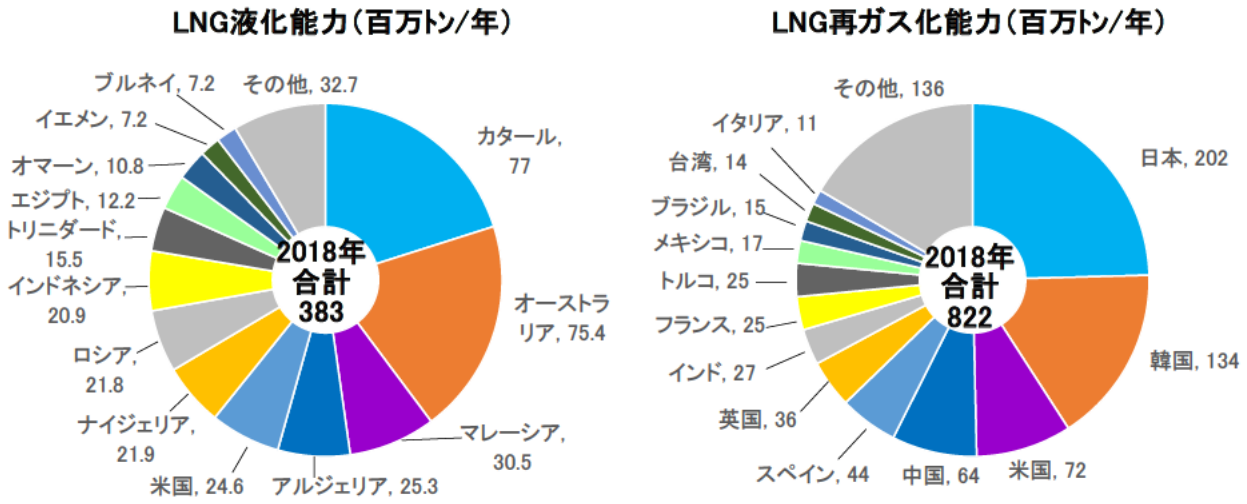
・米国のエネルギー情報局（EIA）の「Annual Energy Outlook 2020」によると、米国産天然ガスは海外需要が堅調で、主として輸出向けに 2050 年まで増産が続くと予測している。米国は世界一の天然ガス消費国であるが、2017 年以降は、天然ガスの純輸出国になった。米国の天然ガス生産量は、2015 年には 1 日当たり 741.0 億 cf/日であったが、2020 年は 941.6 億 cf/日に達すると EIA は予測している。再生可能エネルギーの普及が進み、エネルギー効率も向上すると想定されることから、 2021 年には 857.0 億 cf/日に減少すると予測している。その一方で、天然ガスの輸出量に関しては、2030 年まで増加すると予想している。

・パイプラインによる天然ガス輸出は、メキシコが最大の市場になっている。
メキシコ向け輸出量は 2025 年までは緩やかに増加するが、その後、伸びは鈍化し、下降に転じると予測している。EIA は、2030 年までにメキシコが、輸入天然ガスを国内産天然ガスに置き換え始めるとみている。

・メキシコに次いで天然ガス輸出量の多いカナダでは、2020 年代半ばまでに、発電用エネルギーを再生可能エネルギーに移行する計画に取り組んでいることから、天然ガスを含めて化石燃料の需要増加は見込めないと予測している。
パイプライン経由の天然ガス輸出先で 1 位と 2 位のメキシコとカナダの天然ガス消費量の伸びが鈍化し、減少に転じるなかでも、米国の天然ガス生産量は増加すると見られている。

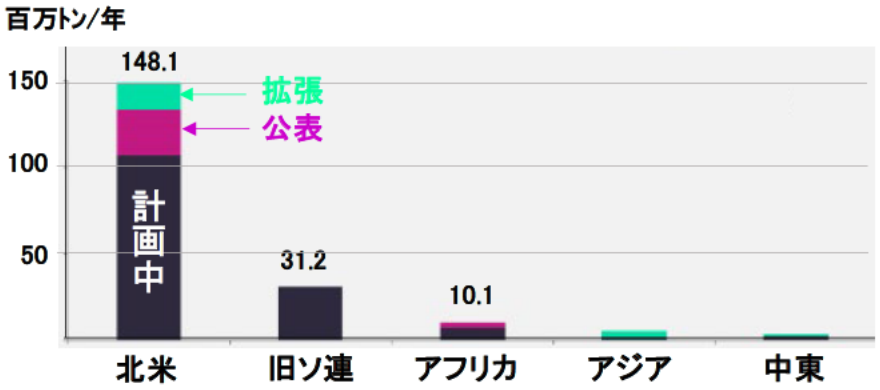
（3） 米国からの LNG 輸出増加見通しによる LNG 液化能力増強、シェニエール社訪問
・この様な状況下で、過剰に生産された天然ガスは、国内向け供給量が増えるとともに LNG 輸出に振り向けられることになる。LNG 輸出を増やすためには、LNG 輸出ターミナルの増設と受け入れ側に LNG 再ガス化基地の増強が必要になる。図表 3.6.17 に世界の各能力を示す。

図表 3.6.17 世界の LNG 液化能力と再ガス化能力（2018 年）



・北米は、LNG 液化基地を建設または計画中で、2020 年～2024 年における世界の能力増加分の 75%を占める。
北米の増加分は 148.1 百万トン/年であり、その内、開発計画が進んでいる案件は 72%の 106.6 百万トン/年、残りは拡張と公表レベルの案件である（図表 3.6.18 参照）。

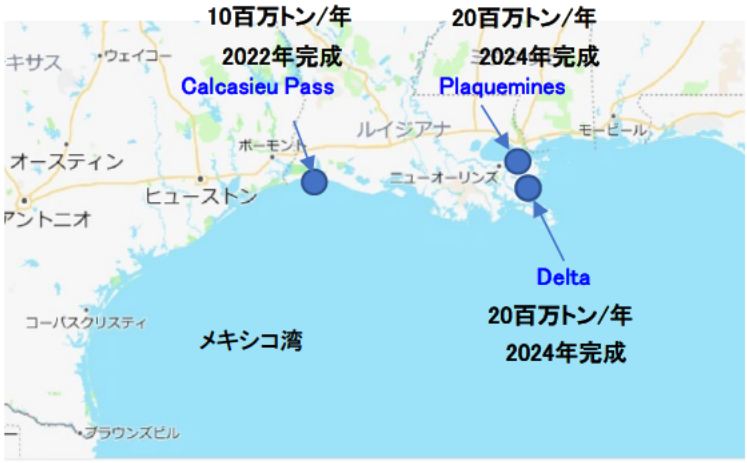
図表 3.6.18　地域ごとの LNG 液化能力増加分（2020～2024 年）



（出所）”Global Capacity and Capital Expenditure Outlook for LNG Liquefaction Terminals 2020, US and Russia Lead Global Liquefaction Capacity Additions”, GlobalData、NS Energy 2020 年 4 月 12 日、2020 年 6 月 10 日、Venture Global LNG HP、三井物産 HP 2019 年 6 月 29 日、International Gas Market Outlook, エネ研 2019 年 7 月 23 日

・米国の Venture Global の LNG 基地建設計画例
北米の中でも Venture Global 社の計画が顕著で、ルイジアナ州に世界最大能力（50 百万トン/年）の Plaquemines ターミナルを建設または計画中で、2024 年までの完成を目指して現地と調整中である（図表 3.6.19 参照）。
その内訳は、Calcasieu Pass10 百万トン/年（2022 年完工）、Plaquemines 20 百万トン/年（2024 年完工）、Delta20 百万トン/年（2024 年完工）の天然ガス液化施設を建設中である。これまでに 8.6 億ドルの資金を調達した。主に欧州に輸出する。

図表 3.6.19　ルイジアナ州の Venture Global LNG の基地



（出所）RING 作成

・旧ソ連の増加分は 31.2 百万トン/年である。全て新設であり、Arctic-2 Floating（北極圏）と Baltic terminal（バルト海）はロシア国内で、それぞれ約 13 百万トン/年である。Arctic-2 Floating で生産された LNG は、北極海航路を通じてアジア・欧州に供給される。

（４） 米国産 LNG の輸出に絡む複雑な国際事情

・LNG の輸出を取り巻く国際事情

トランプ前政権は貿易交渉で、積極的に LNG をテーブルに乗せ、中国、インド、ウクライナなどの国々とエネルギー供給協定の締結を進めている。

－インドとは、2020 年 2 月末に当時のトランプ大統領のインド初訪問時に、インド の LNG 輸入量のほぼ 5 分の 1 に相当する 500 万トン/年の輸出入に係る交渉が行われた。交渉は、最終合意に至らなかったものの、今後も協議が続けられることになっている。

－中国とは、2020 年１月 15 日に署名した通商協議「第１段階」の貿易合意で、中国は原油や LNG などのエネルギーを、今後 2 年間で総額 524 億 USD 輸入することを約束している。しかしながら、中国が LNG に税率 25%の関税を課していることから、カタール、ロシア、オーストラリアなどの LNG 価格を大幅に上回り、米国からの大量の LNG 輸入は疑問視されている。

・米国から欧州への LNG 輸出が拡大

ベラルーシとウクライナは、ロシアから輸入している天然ガスを、米国産の LNG に置き換える検討を真剣に進めている。

2020 年に入ってから、ロシアの政治的意図も加わって、ベラルーシへの原油・天然ガスの供給を削減したため、ベラルーシはノルウェーからの LNG 輸入を始めている。

ロシアは、ウクライナを迂回して、ヨーロッパに天然ガスを供給するバルト海経由の Nord Stream 2 天然ガスパイプラインと黒海経由の Turk Stream 天然ガスパイプラインの建設を急いでいる。2 本のパイプラインが完成すると、ウクライナは、パイプラインで年間約 28 億 USD（GDP の約 3%に相当）の収入を失い、天然ガス供給ハブとしての役割も低下することになる。

一方、米国産 LNG とパイプライン輸送されるロシア産天然ガスの欧州における価格を比較すると、ロシア産が 2.00～3.00USD/MMBtu で、米国から輸入する LNG 価格は約 2 倍の 5.00～6.00USD/MMBtu と見られている。

・中国の石炭から天然ガス消費へシフトとエネルギー安保投資の加速

世界最大のエネルギー消費国の中国が、石炭燃焼による深刻な大気汚染のために、石炭偏重のエネルギー供給政策から天然ガス消費に舵を切っている。中国は、2040 年には、米国に次ぐ天然ガス消費国になる事が予測されている。

・中東、北アフリカの LNG 増産計画の遅延

足元ではコロナ禍による経済の停滞によって LNG の需要が減少し、中東・北アフリカ(MENA)における LNG 長期供給契約のキャンセルや出荷の延期が発生している。

そして、中東・北アフリカ（MENA）同地域の天然ガス液化装置の稼働率も低下している。

そのため、LNG を計画する企業は数十億ドルの LNG プロジェクトへの資本支出を停止、または遅らせている。

（５） 世界及びアジア圏における LNG 再ガス化設備投資計画（2020-2024）

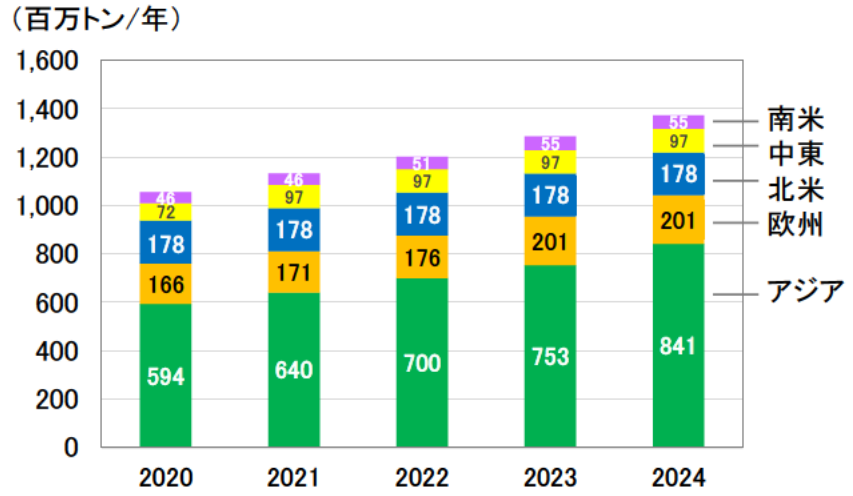
・世界の LNG 再ガス化設備能力増強

図表 3.6.20 に、2020～2024 年における世界の LNG 再ガス化設備能力を示す。アジアは、世界の再ガス化設備能力の増強分の 78%を占める。

欧州はアジアに続き増強分の 11%を占める。ドイツの Wilhelmshaven Floating 及び Brunsbuttel は、それぞれ 8.2 百万トン/年、6.5 百万トン/年の能力を持つ。中東は増強分の 8%を占める。

北米の内需は専ら国内に完備されたパイプラインで供給されるので再ガス化増強はない。

図表 3.6.20　世界の LNG 再ガス化設備能力（計画）



（出所）GlobalData、2020 年 7 月 14 日

・2020 年に世界で建設中の LNG 再ガス化設備

2020 年に世界で建設中の LNG 再ガス化設備の能力は過去 10 年間で最大の 144 百万トン/年である。内訳は、新規プロジェクト 33 件が 92.8 百万トン/年、拡張プロジェクトが 51.0 百万トン/年である。

・中国の建設中 LNG 再ガス化設備の能力は、10 ヵ所の新設 22.4 百万トン/年を含めて合計 52.6 百万トン/年である。新型コロナによって工事が遅れており、曹妃甸区（そうひてん-く）および如東県（じょとう）の設備は 2021 年にずれ込む恐れがある。

インドは、5 つの新設備合計 20.0 百万トン/年を建設中である。

欧州ではオランダ、ポーランド、フランス、ギリシャ、英国において 2025 年までに 13.0 百万トン/年の拡張がある。

・2020 年は 7 つの LNG 再ガス化設備が FID（投資最終判断）を行う予定であり、この内 3 つの設備である Cyprus LNG、中国の煙台 LNG、天津 LNG は FID を終えている。

残りの 4 つの設備（ギリシャの Alexandropoulos LNG、香港 LNG、ブラジル北部の Vila do Conde ターミナル、 ニカラグアの Puerto Sandino）も FID を通過すると見られる。

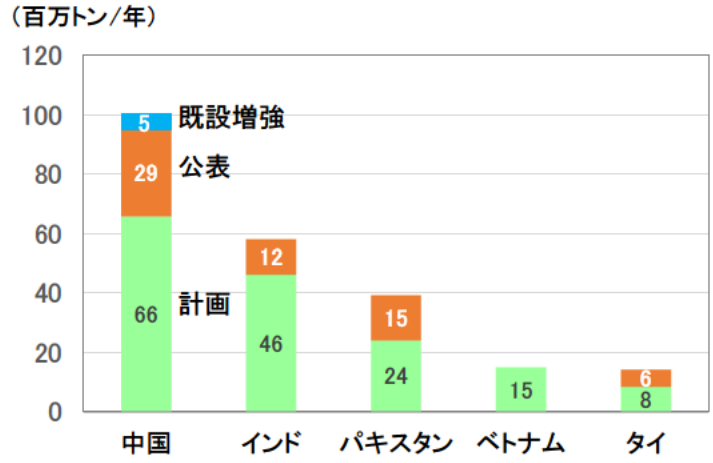
2020 年に稼働する 4 つのプロジェクトは、ブラジルの Sergipe LNG、インドの Mundra LNG、プエルトリコの San Juan、ミヤンマーの Thanlyin である。Thanlyin は、2020 年 5 月に初めて LNG 船を受け入れた。2021 年第 2 四半期には東南ベトナム Vung Tau の設備が商業

運転を始める。

・アジアの LNG 再ガス化設備能力増強計画
中国とインドがアジアの LNG 再ガス化設備新設をリードしている。中国とインドは、2020 年から 2024 年においてアジアの LNG 受入れ設備増強能力の 64%を占めると予測されている（GlobalData 社の報告書「世界の LNG 再ガス化設備の能力と資本支出見通し」）。

・中国の再ガス化能力は 2020 年の 5 百万トン/年の既設増強と 95 百万トン/年の新設とが予定されている。2024 年までに、19 件の新設 LNG 再ガス化設備が稼働する計画である。そのうち 14 件は開発計画（66 百万トン/年）があり、残りの 5 件は初期段階の公表（29 百万トン/年）である（図表 3.6.21 参照）。
唐山Ⅱ（河北省）の計画は 13 百万トン/年の能力を持ち、続いて浙江省舟山Ⅲと河北省の計画（各 8 百万トン/年）がある。

図表 3.6.21　アジア主要国の LNG 再ガス化設備の新設と既設増強（2020-2024 年）



（出所）GlobalData、2020 年 7 月 14 日

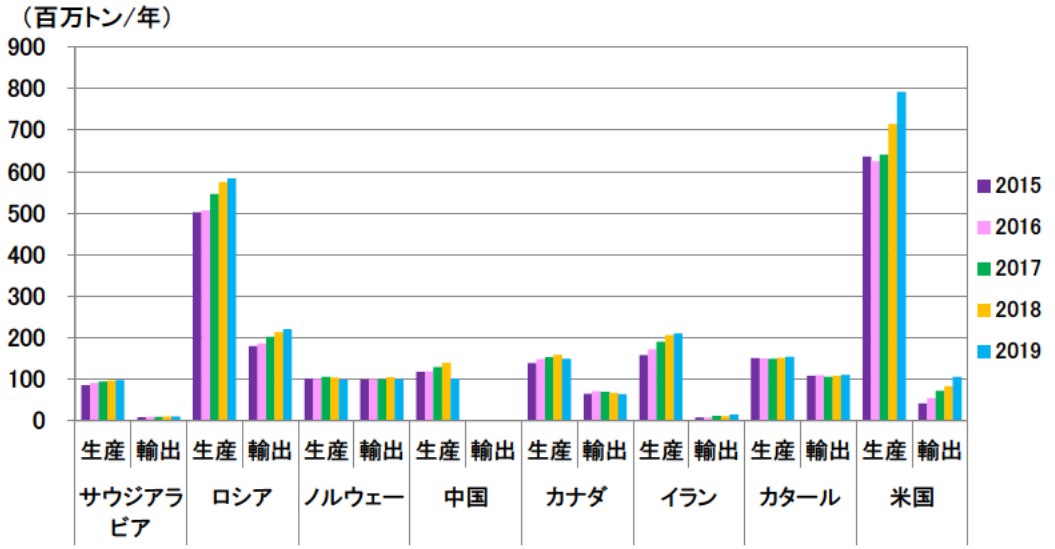
・インドは、11 件の計画（46 百万トン/年）と 4 件の公表（12 百万トン/年）によって、2024 年迄に 58 百万トン/年の能力を増強する。Karwar Floating は 8.4 百万トン/年のインド最大の再ガス化設備であり、6.2 百万トン/年の Yanam が続く。

・パキスタンとベトナムはそれぞれ 39 百万トン/年、15 百万トン/年の能力を 2024 年までに増強する。タイは、2 つのターミナル Nong Fab と Gulf of Thailand Floating（合計 14 百万トン/年）を計画している。

（6）　シェール革命後の米国における天然ガス生産と輸出の産ガス国との比較推移
・米国天然ガス生産と輸出推移
図表 3.6.22 に示すとおり、2000 年代前半から後半にかけて世界最大の産ガス国は、ロシアであったが、2009 年時点で米国が生産トップに躍り出ており、その後は首位を維持している。2012 年時点では、6.2 億トンとロシア（5.3 億トン）に、1 億トン近く差をつけ

ている。2019 年は 8 億トンに迫る勢いで、2 位のロシア（6 億トン）を大きく引き離している。2017 年にネット輸出国に転じた。
米国の天然ガス輸出については、カナダやメキシコ向けパイプライン経由の天然ガス輸出と液化天然ガス(LNG)輸出がある。
パイプラインと LNG が共に急増し、2019 年は合わせて 1 億トンとロシア（2 億トン弱)、カタール（1 億トン余）に続く。
今後は、米国 LNG プラント完成で LNG の大幅な輸出増加が見込まれる。

図表 3.6.22　産ガス主要国の天然ガス生産および輸出量の推移



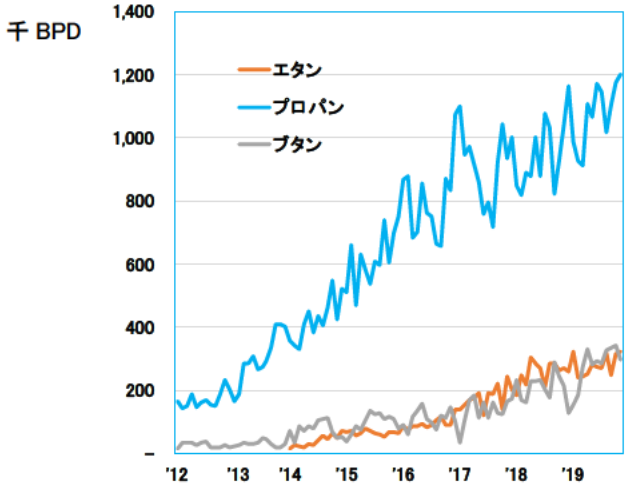
（出所）BP Statistical Review of World Energy 2019,UN COMTRADE Database 基づき RING 作成

３．６．５　米国シェール由来エタン、プロパンの世界・アジア圏への輸出拡大

（１）　エタン、プロパン輸出の動向と見通し

・シェールガスやシェールオイルの増産でエタンやプロパンなどの天然ガス液（NGL）の輸出も増加している（図表 3.6.23 参照)。

図表 3.6.23　米国における天然ガス液（NGL）の輸出推移



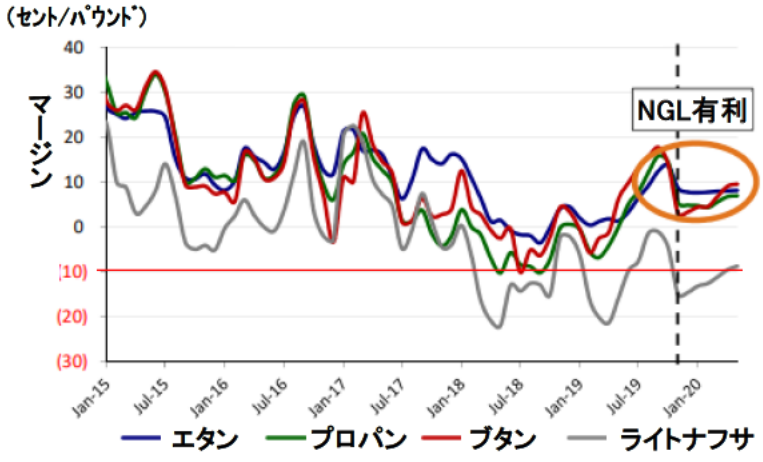
（出所）EIA 他に基づき RING 作成

・エタンやプロパンなどの著しい増産の結果、これらの留分は国内の需要を上回り、輸出に回されている。
・プロパンの輸出は 2004 年時点では日量 3 万バレル程度の輸出に過ぎなかったが、2010 年を過ぎる頃から急速に輸出を増やして 19 年時点では 120 万バレルに達している。

（2）　米国におけるエチレンとエタン需給見通し

・コロナ禍による原油価格急落で、パーミアン優良鉱区などの減産が続いているが、2019 年後半から 2020 年にかけて、既に工事中の大型エタンクラッカーが操業を開始する。内需は微増であるが、PADD3 を筆頭に、米国エチレンのコスト競争力は非常に高く、輸出に回ることになる。
また、米国スチームクラッカー（エチレン製造装置）のマージンも、原油価格安の市況においても、ナフサ原料よりも NGL フィードの方が有利である（図表 3.6.24 参照）。

図表 3.6.24　米国スチームクラッカーのマージン推移



・更に、図表 3.6.25（コロナ禍前の完工予定）に示す通り、建設中の大型エタンクラッカーが、コロナ禍で完工が遅延しているものの、2020 年内の稼働が続出する。

図表 3.6.24　建設中の世界規模のエチレンプラント

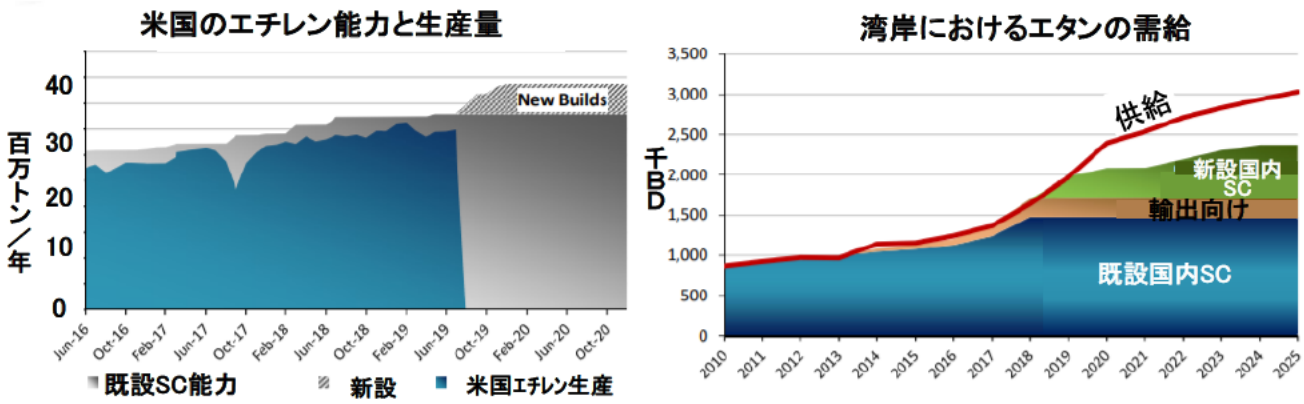
会社	能力 万トン/年	エタン能力 千BD	エタン能力累積 千BD	完工	場所
既設能力 2017年末	**3,060**	**1,400**			
Occidental Chemical / Mexichem	54	40		Operational	Ingleside, TX
Chevron Phillips Chemical	150	90		Operational	Cedar Bayou, TX
DowDupont	150	90		Operational	Freeport, TX
ExxonMobil Chemical	150	90	310	Operational	Baytown, TX
Westlake / Lotte (LACC)	100	60		Operational	Lake Charles, LA
Shintech	50	35		Operational	Plaquemine, LA
Sasol	150	90		Operational	Lake Charles, LA
Formosa Plastics	125	80	575	Operational	Point Comfort, TX
Indorama	50	30		Operational	Lake Charles, LA
Total / Borealis / Nova	100	60		Early 2020s	Port Arthur, TX
Shell	160	95		Early 2020s	Monaca, PA
DowDupont	50	30		Early 2020s	Freeport, TX
Sabic / ExxonMobil	180	110		Early 2020s	Corpus Christi, TX
Formosa Plastics *(awaiting FID)*	120	75		Mid 2020s	St. James, LA
CPC / Qatar *(awaiting FID)*	200	120	1,095	Mid 2020s	USGC
増加分	**4,820**	**2,495**			
増加後能力	**7,880**	**3,895**	**178% Growth**		

（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

・これらのエタンクラッカーは、2020 年中にフル稼働し、輸出を伸ばしていく方向にあることから、コロナ禍に関係なく、湾岸シェール中流業者は、エタンの安定供給を確保していかなければならない方向にある（図表 3.6.26 参照）。

・米国の石化は今、2020 年代の新設「第 2 波」を発信している。
2,000 億ドルの資本投下によって 3,000 億ドル/年の売上が見込まれ、2025 年までに 786,000 人の雇用を生むと期待されている。

図表 3.6.26　米国エチレン装置能力と生産量、湾岸のエタン需給バランス見通し

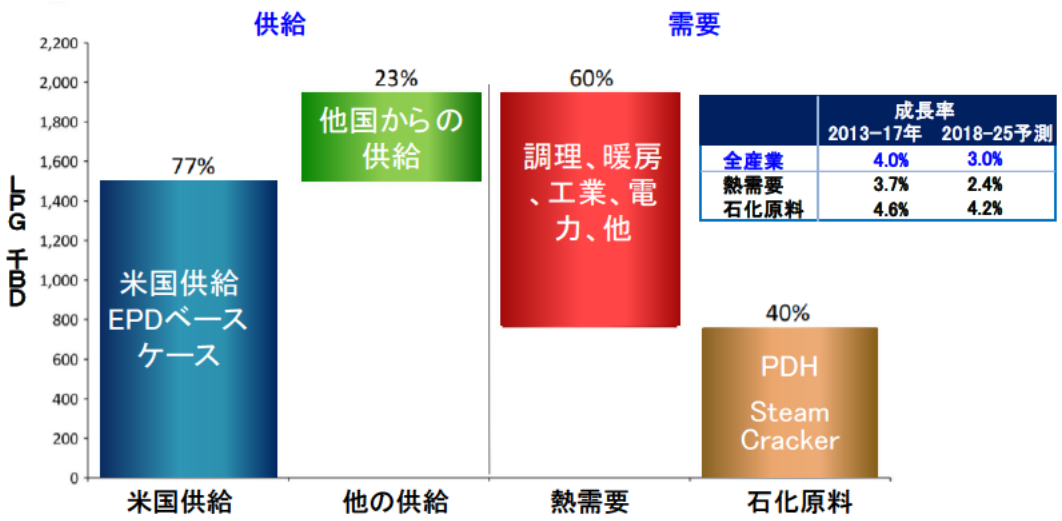


（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

（3）　世界の LPG バランス、2018～2025 年

・世界の 2018 年における LPG 需要は 9 百万 BD（IEA）で、2013 年～2018 年に 4.0%増加した（図表 3.6.27 参照）。
・LPG（ブタン、プロパン）の需要は 70%が熱源として消費され、30%が SC 原料や、PDH 原料として石油化学で消費されている。
・2018 年～2025 年の間、需要増加は固く見て 3%増加すると見積もる。ただし、PDH の需要は、中国等で建設されている装置をベースにしている。LPG の世界需要は米国の供給を超えると推測される。

図表 3.6.27　世界の LPG 需給バランス（2018～2025 年）

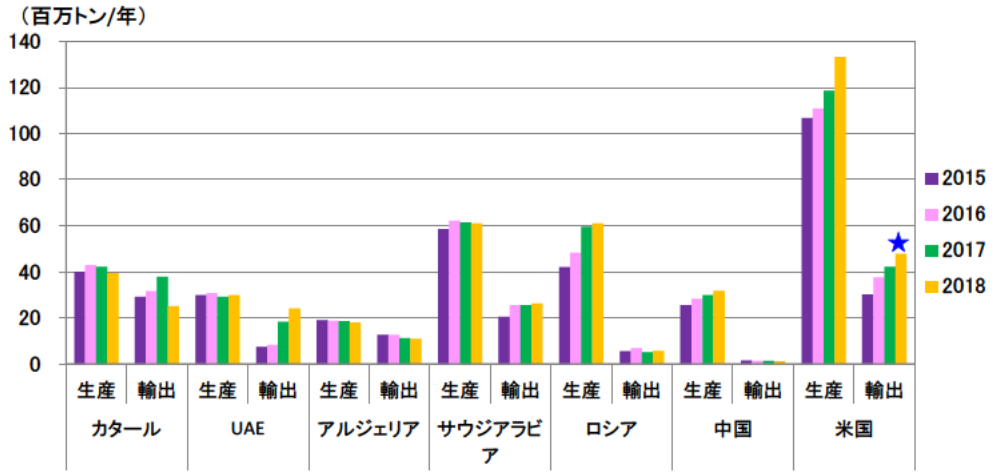


（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020, BARCLAYS 講演資料

（4）　米国 LPG 生産と輸出の産ガス国との比較推移

図表 3.6.28 に示すとおり、LPG 生産では米国は世界最大の生産大国であり、2012 年時点で 8,000 万トンを超えていた。その後シェール革命による随伴ガスの生産増加を受けて 2014 年以降 1 億トンを超えて 2019 年には 1.3 億トンを超えた。

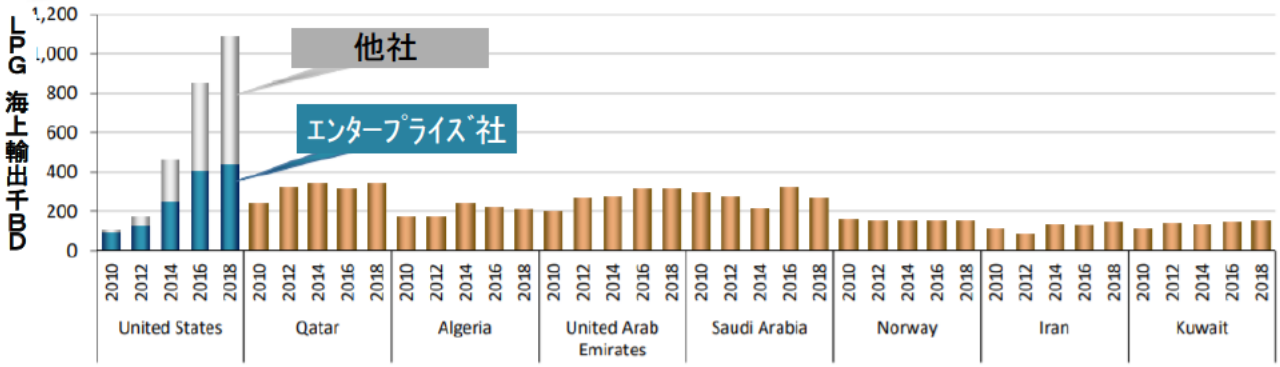
図表 3.6.28　主要国の LPG 生産および輸出量の推移



（出所）IEA. World Energy Statistics、2020

LPG の輸出では、2012 年時点で、米国はカタール、サウジアラビア、アルジェリアの後塵を拝していたが、その後の生産増加分が輸出に回ることで急速に輸出を増やしており、2015 年にはカタールを押さえて世界最大の輸出国となった（図表 3.6.29 参照）。

図表 3.6.29　米国および世界各国の LPG 輸出推移



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020,BARCLAYS 講演資料

・過去 10 年の世界の LPG 需要増加分全てを米国シェールが満たした。また、2013 年から 2018 年の間、世界の LPG 需要増加分の 75%を米国が供給している。
その内訳は、米国＋770 千 BD、米国以外が＋247 千 BD である。日本が最大の受け入れ国であり、中国とは貿易戦争の煽りで、2019 年はゼロ近くになっている（図表 3.6.30 参照）。

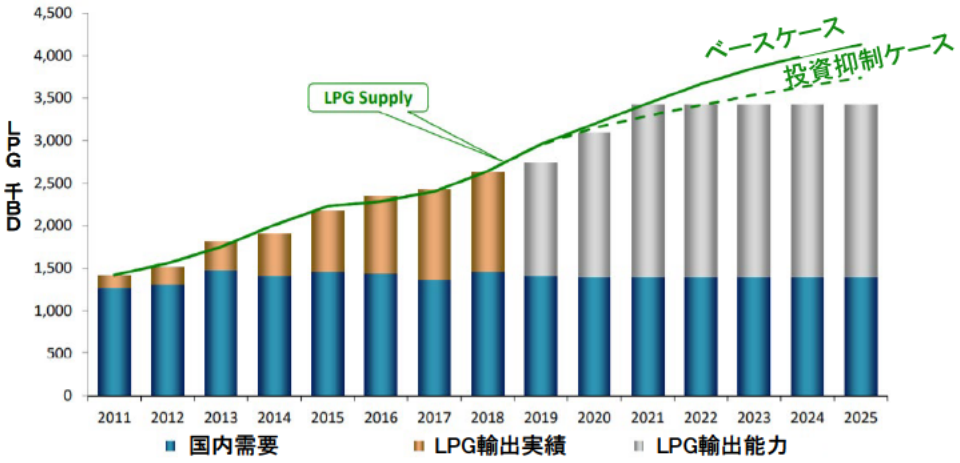
・米国 LPG 輸出の 40%以上を EPD 社がガルフコーストから出荷してきた。近年、LPG の出荷能力は限界に達しつつある（図表 3.6.31 参照）。コロナ禍で、一時需要ダウンしたが、中長期において米国が世界の LPG 需要を満たしていくためには、EPD 社は LPG ドックの能力増強が必要であるとしている。

図表 3.6.30　米国からの LPG 輸出先

MBPD	1Q 2018	2Q 2018	3Q 2018	4Q 2018	1Q 2019	2Q 2019	3Q 2019*	3Q 2019* vs. 2Q 2018
Japan	241	181	307	443	331	389	500	63%
Mexico	152	120	125	161	152	126	155	23%
South Korea	60	162	131	81	93	126	146	11%
Canada	97	126	106	116	103	93	111	5%
India	62	89	69	77	113	103	89	28%
Netherlands	65	58	49	56	38	77	51	2%
Morocco	26	11	11	15	28	47	47	327%
Ecuador	22	29	38	27	35	42	41	7%
United Kingdom	52	39	48	36	42	71	41	-16%
Dominican Republic	32	38	44	42	55	35	40	-11%
China	110	84	79	46	14	6	25	-69%
Other	338	510	455	403	410	577	443	-3%
TOTAL	1,258	1,446	1,464	1,503	1,416	1,692	1,685	15%

（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.

図表 3.6.31　米国における LPG 需給バランスと輸出能力見通し



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020,BARCLAYS 講演資料

３．６．６　米国のエチレン誘導品を主とする需給バランスと輸出先別推移

（１）　世界のエチレン、プロピレン消費予測

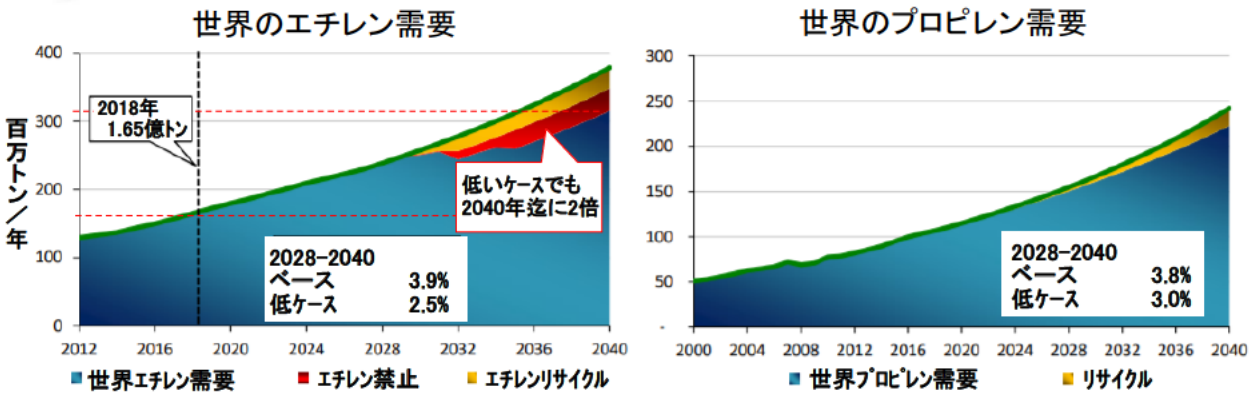
・リサイクルの有無に係らず石化製品の世界需要は増加

プラスチックは生活水準向上に重要な役割を果たした。食品廃棄を減らし他の素材よりも CO2 の排出を減らした。使い捨てプラスチックは禁止かリサイクルになる恐れがあるが、世界全体需要への影響は少ない。

図表 3.6.32 に示す通り、エチレン低成長ケース（2.4%）でも 2040 年には、2018 年の需要 1.65 億トンの 2 倍になる予想である。プロピレン世界需要も同じく、2040 年には 2108 年の約 2 倍になる予測である。

・海洋汚染対象のプラスチックは、エチレンベースの LDPE（バッグ、フィルム）、PET（ボトル）、PS（コップ、用具）である。プラスチックによる環境汚染を防ぐには、世界中、特に新興国で最高クラスの廃棄可能なプラスチックを使うべきであるという意見もある。

図表 3.6.32　世界の、エチレン、プロピレン需要予測ケース



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020,BARCLAYS 講演資料

（2） エチレン、プロピレンの生産動向

・シェール革命が安価で大量の石油化学原料をもたらしたことで、エタンなどを原料とするエチレンなどの石油化学プラント建設計画が進捗した。
先に示す通り、総額 2,000 億ドルもの建設中の世界規模のエチレンプラント関連設備群が 2020 年中にも稼働を開始する。

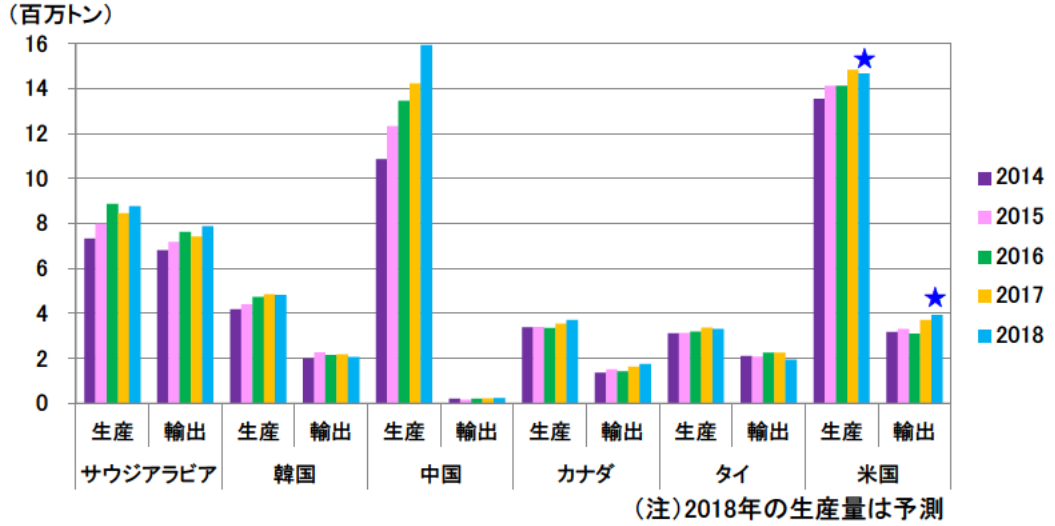
・プロパンを原料とするプロピレンプラントは、Dow と EPD 社の 2 社合計 150 万トンが既に稼働しているが、それ以外の建設計画は 2020 年までは存在しない。
エチレンに比べてプロピレンのプラント計画が少ない理由として、原料であるプロパンが内外で燃料として利用されやすいことに加えて、PDH の生産設備がエタンクラッカーに比べて高価であることやプロパンとプロピレンのマージンがエタンとエチレンのそれよりも低く魅力的でないことが挙げられる。
また、中国の PDH、MTO（CTO）の急激な建設ラッシュで、プロピレンの生産能力は余剰感があり、中国の動向を伺っている状況である。

（3） 米国のエチレン需給バランス推移と見通し

・2016 年から 2021 年までのエチレンの生産は、エタンクラッカーを主とするエチレンプラント新設による能力増強で年率 5.2%で拡大して、2020 年には、米国のエチレン生産能力は 4,098 万トンに達する。
シェール革命で増強された石油化学プラントから生産される石油化学製品は、エチレン誘導品を中心に超過供給に陥っており、これらの製品は輸出に向かっている。

・米国のポリエチレン生産と輸出推移を図表 3.6.33 に示す。

図表 3.6.33 主要国のポリエチレン生産および輸出量の比較推移



（出所）経済産業省「世界の石油化学製品の需給動向 2018 年版」、UN COMTRADE Databas

・米国のポリエチレンの生産量は 2017 年まで、世界首位であったが、2018 年からの中国の大型エチレン装置の新設稼働開始に伴う生産急増と内需急伸で、2018 年には中国が世界トップ（16 百万トン）となった。

それでも中国は内需に追いついていない。一方、米国も大型エタンクラッカーの稼働開始が始まり、内需を超えて 2018 年には 400 万トンの輸出で、サウジアラビア（800 万トン程度）に次いで第 2 位の規模である。

米国内では、更に、数百万トン規模でエチレンプラントの稼働開始を控えており、内需の飽和で、その生産増加分は輸出に回されると見込みである。ポリエチレンの輸出においても、サウジを追い抜き輸出トップ国になる見通しである。

・米国エチレン誘導品の輸出動向

－低密度ポリエチレンの輸出先別推移

2018 年以降増えてきており、2019 年年間では 231 万トンと前年から 50 万トン増加している。これまでの主要な輸出先でない他国向けが伸びている（図表 3.6.34 参照）。

－高密度ポリエチレンの輸出先別推移

2018 年から増えてきており、2019 年年間では 374 万トンと同 118 万トンの増加となった。ベルギー向けやその他国向け輸出が伸びている（図表 3.6.35 参照）。

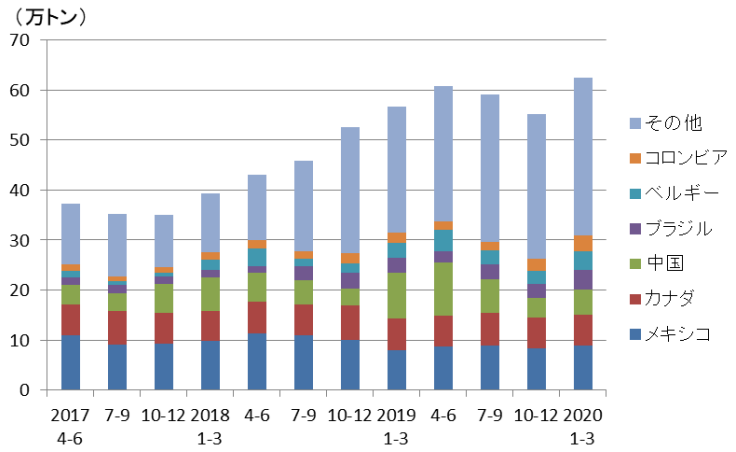
－エチレン-α オレフィン共重合体の輸出先別推移

直鎖状低密度ポリエチレンを含むエチレン-α オレフィン共重合体の輸出は、2017 年後半から右肩上がりで伸びており、2019 年は 332 万トンと同 121 万トン増やすこととなった。マレーシアやシンガポールやその他国向けが増加している（図表 3.6.36 参照）。

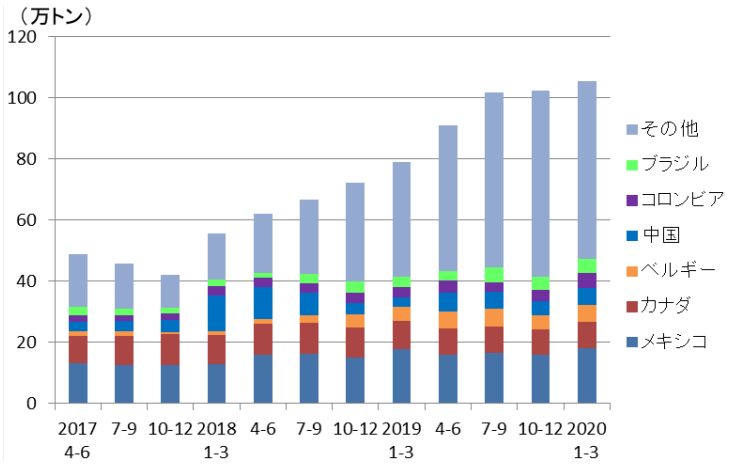
－エチレングリコールの輸出先別推移

2019 年に入って急速に増えており、2019 年は 132 万トンの輸出と 2018 年前年から 75 万トン増加した。中国、トルコ、韓国向けが伸びている（図表 3.6.37 参照）。

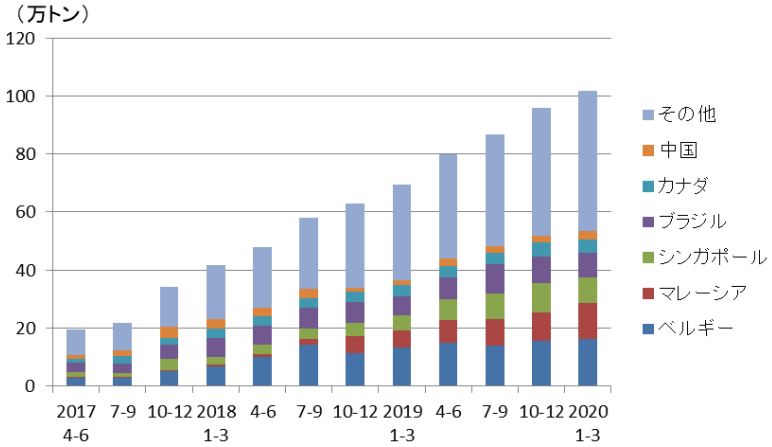
図表 3.6.34　米国の低密度ポリエチレンの輸出先



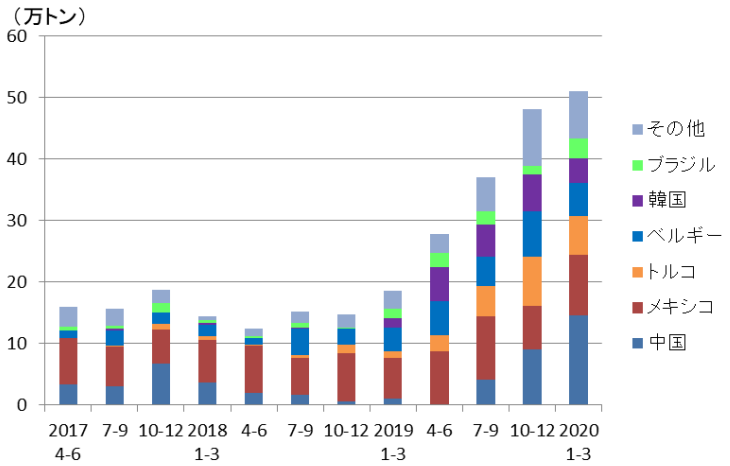
図表 3.6.35　米国の高密度ポリエチレンの輸出先



図表 3.6.36　米国のエチレン-α オレフィン共重合体（直鎖状低密度ポリエチレン含む）の輸出先別推移



図表 3.6.37　米国のエチレングリコールの輸出先別推移



（出所）IHS, Global Trade Atlas Database

米中貿易摩擦の激化で米国のシェール由来の石油化学製品も中国の関税引き上げ対象となった。具体的には、高密度ポリエチレンの関税は 2018 年 8 月に 25%引き上げられ、19 年 5 月にも追加で 5%引き上げられている。

直鎖状低密度ポリエチレンの関税は 2018 年 8 月に 25%引き上げられており、19 年 5 月にも追加 5%が引き上げられた。

エチレングリコールの関税は 2018 年 8 月に 25%引き上げられた。

－このような中国の関税引き上げの影響で、高密度ポリエチレンの中国向け輸出は 2018 年 1-3 月期 11.7 万トン、同 4-6 月期 10.4 万トンであったが、その後は数万トンレベルまで縮小している。エチレン-α オレフィン共重合体の輸出も 2018 年後半以降四半期単位で 2～3 万トン程度と伸び悩んでいる。

－しかし、米国は、その他の地域向けの輸出増加が対中向けの減少や伸び悩みをカバーしている。シェール由来の石油化学製品は米中間の直接貿易という形ではなく、世界各地を迂回することで最終的には関連需給を一致させることとなり、米中貿易摩擦の影響を抑えることに成功したといえる。

－なお、高密度ポリエチレンと直鎖状低密度ポリエチレンの二品目は、2019 年 12 月 26 日から関税引き上げ適用除外品目となっており、2020 年 12 月 25 日まで関税引き上げが除外されており、2020 年においてはこれらの製品輸出への関税引き上げの影響は和らぐものとみられる。

・今後の見通し

－米国内の石油化学製品の生産と輸出は堅調に推移すると予想されるが、そのためには、化石由来原料への需要が続くことと、中国など新興国の旺盛な需要を取り込むことができることである。

化石由来原料需要は、短中期的には続くかもしれないが、長期的にはコロナ禍からの回復で再生可能エネルギーの普及だけでなく、バイオ由来製品やリサイクルの普及が進み、化石由来原料への需要が落ち込む恐れがある。

－中国を含む新興国への輸出には、いくつか懸念材料がある。

まず、米中貿易摩擦が激化して続くことである。米中貿易摩擦の激化は、関税や輸送などのコスト増加を通じて関連貿易にブレーキをかけるだけでなく、世界経済や貿易を取り巻く不透明感の増大から世界経済の成長率を低めると考えられ、シェール由来の石油化学製品の輸出や生産に打撃を与えるものと予想される。

－更に、中国が需要超過であったポリエチレンについても国内等で調達する方針に切り替えることである。

現在、中国では大規模なエチレンプラント等の増設計画が組成されている。経済産業省の「世界の石油化学製品の需給動向」によると、2018 年時点の建設計画は合計 921 万トンであったが、2019 年時点での建設計画は 1,778 万トンと 2 倍近く増えている。その結果、2023 年時点における中国国内のエチレン関連製品は需要超過となるものの、大きく拡大しない見込みである。

仮に中国が米中対立の激化からエチレン関連製品について自給自足傾向を強めた場合、米国の石油化学企業は成長する中国市場を失うことにつながりかねない。日本のエチレン輸出に対しても同様なことが言える。

－米中対立の展開および、中国国内のエチレンプラント建設計画の動向を注視しておく必要がある。

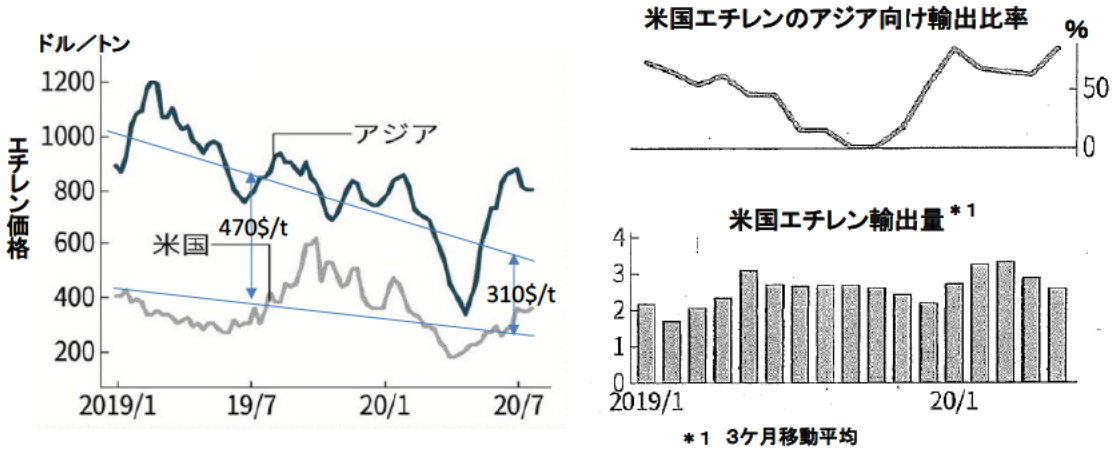
３．６．７　米国液化エチレンのアジア圏流入の限界価格試算と可能性検討

（１）　米国産液化エチレンがアジア市場に流入、エチレン価格一転下落

・アジア市場のエチレン価格はコロナ禍で経済が停滞した 4 月に 400 ドル/トンを割り込んだが、コロナ禍勝利宣言を喧伝し、経済復興に転じた中国の需要回復を反映して、液化エチレンのアジア市場価格は一転、急上昇した。その結果、米国との価格差が広がり、安価な米国産エチレンがアジア圏に流入した。
アジア市場のスポット（随時契約）価格は 7 月下旬時点で 1 トン 800 ドル/トン前後で、7 月初旬に付けた 9 カ月ぶりの高値から 1 割弱下落した。

・一方、米国のエチレン価格は 5～6 月に 200～300 ドル/トンで推移した。
米国は、コロナ禍から抜け出せず、内需の急減速で、米国内のエチレンは余剰バランスである。特に、2020 年の初めから遅延はしたものの大型エタンクラッカーが操業を開始し、輸出能力が高まった。エチレン稼働率は、8 割低稼働で経済稼働率 90%を維持するために輸出を増やした側面もある。
アジア価格の上昇で 1 トン当たり 350 ドル超とされる輸送コストを加えてもアジア輸出の採算が合うようになり、輸出が増えた（図表 3.6.38 参照）。

図表 3.6.38　米国エチレンのアジア市場流入



（出所）米国貿易委員会　他

・商社や化学会社などの推計では、米国のエチレン輸出量は 6 月が 9 万 2 千トン程度、7 月も 7 万～8 万トン程度で推移している。米国際貿易委員会によると、米国の輸出量は近年多くても月 3 万トンほどであったが、大幅に増え、大部分がアジアに向かったと伝えられている。

・日本の液体エチレン輸出は、約 5 万トン/月で、米国のほうが 6 割弱多い。
エチレンを原料とする石化製品では、世界的な衣料品の販売不振を背景に合繊向け製品

の需要が戻らないため、「アジアの化学会社は収益が悪化した製品の稼働率を下げ、原料のエチレンで売る動きもある」（化学会社）といい、エチレン需給の緩みにつながった。

・2018 年度の RING 欧州調査から、欧州では、液体エチレンのパイプライン長距離輸送のみならず、EU 圏内では、液体エチレン大型船による輸出入が頻繁に行われていることが明らかにされた。
そのため、欧州では大型冷凍エチレンタンク、冷凍船輸送システムが十分に整備されており、米国から欧州への液体エチレン輸入も十分可能である。

（2） 日本市場への米国エチレン流入の可能性
・これに対して、日本は米国から遠いということ、日本に液体エチレンタンクなどの大型輸入設備がないということから、米国液体エチレンの日本への輸入はあり得ないというのが大手化学会社の見解であった。
エチレンモノマー市況と今後の見通しでは、「米国エチレンが輸出される際に競争力を維持するためには、エタンと同様に、必然的に大型船での輸送が前提となる。したがって、日本向けに液化エチレンが輸入される事は想定出来ず、主に中国向けの米国エチレンが誘導品として輸出される市場での日本との競合となる可能性がある。」としている。
しかし、2018 年度 RING 調査団の INEOS 社との面談では、既に大型のエタン船だけでなく、LNG、エタン、エチレンのマルチ冷凍大型船の建設も進んでおり、既に中国 SPC 社向けにエタンは就航実績もある。

・コロナ禍を機に、また、液化エチレン物流の進歩によってアジア市場まで、流入することになった。一次的な減少で済まなければ、日本からのエチレン輸出が危ぶまれる。
玉突きで、韓国から日本の中小規模のエチレンタンクに輸入される可能性も考えておかなければならない。

（3） 石油化学品分野のトレードビジネス強化
・丸紅は 2020 年 1 月、米国最大のミッドストリーム企業である EPD 社との協業により、米国産エチレンを出荷した。
・丸紅はオレフィントレードを 1970 年代から展開しており、丸紅のオレフィンビジネスは自他共に認める存在で、世界トレードシェア 30%と世界トップクラスの取扱量を誇る。
常時 30 隻の特殊専用船をチャーターし、それらを世界各地で網目のように運航し、供給元と需要家のニーズに柔軟対応できる体制を築いている。ただし、エチレンは運賃が高いので、商売は市況動向頼みである。
丸紅と米国エチレンメーカーがそれぞれ EPD 社と輸出サービス契約を締結したことで実現した。丸紅は EPD 社との協業により、米国産エチレンの取り扱いを始めることで、エチレンが不足している地域、需要家に対して今まで以上に適時・適量供給が可能になる。エチレントレードの需給調整機能を更に強化することで取引規模拡大につなげていく考えである。

（4） 米国液化エチレンのアジア圏流入の限界価格試算（RING 推算）

既に建設中の EPD 社液化エチレン輸出システムを調査し、千葉地区へ輸入する価格を推算する。これにより、米国エチレンが、恒常的にアジア圏に流入することができるコストを推算する。

・EPD 社エチレン輸出コスト、日本ナフサ原料エチレン製造コストの推算と比較
（EPD 社からの液化エチレン輸出コスト）
－EPD 社のエチレン輸出ターミナル使用料
120 US$/MT 前後（Salt Domes 使用料等含む）を見込むが、個別契約に基づく算出となるため費用は一律では無い。
－船運賃および持ち届け合計コスト想定
船型次第であるが、250～350$/MT 程度であるから、持届けベースの合計コストは、370～470$/MT の輸送コストを想定。

・日本のナフサを原料とするエチレン製造コストの概算
－DB 原油価格 45$/BBL、為替レート 105 円/$で想定
原油価格（CIF）約 36,000 円/KL においては、標準燃料換算では、36,000/FOE－KL（Cf. 1FOE－kl＝9,300kcal）となる。
－ナフサ価格は、390$/T（CIF ベース）：最安値ベース
（参考）2020 年 4～6 月の国産ナフサ基準価格は 1 キロリットル当たり 2 万 5000 円と、1～3 月から半値に近い金額まで下落。原油・ナフサ価格の下落に連動し、石化製品市況も下落を余儀なくされ、下落局面ではマージンは縮小方向に向かわざるを得ない。
－ガスタービンを保有するナフサエチレンセンターのエネルギー原単位を 4,980kcal/kg-ET とすると、エチレン１トン当たりのエネルギーコストは（4,980/9,300）×36,000＝19,300 円/t（185$/T－Et）となる。エチレン製造装置分解炉における GT 高温排ガス熱利用とする。
－標準保全費：3,630 円/T（36$/T－Et）
－標準人件費：
0.86 人/10KT－ET　800 万円/年×（1/10000）＝8,000 円/年－T　（77$/T－Et）
－ナフサ原料分解のエチレン総製造コスト
（変動費）＋（保全費）＋（人件費）＝19,300＋3,630＋8,000＝30,930 円/T
為替レート　105 円/＄（予算ベース）では、＝298$/T－Et
概算では、米国からの日本への液化エチレン持ち届けコストは、日本の省エネナフサ分解炉のエチレン総製造コストに近い。
－原料ナフサを含むエチレン供給原価：390＋295$/T－Et ＝688$/T－Et
（設備減価償却費は、無しとする）

・日本ナフサ分解と米国新設エタン分解のエチレン製造コスト比較
エタン分解に要するエネルギーコストをナフサの 1.1 倍とし、かつ燃料を全量米国産天然ガス 1.1$/MMBTU とすると、
－エチレン１トン当たりのエネルギーコスト
＝（4,980×1.1/9,300）×36,000×1/10＝2,120 円/t（20$/T－Et ）となる。

・米国エチレン製造のコスト競争力は、エタン原料だけでなく、安価な天然ガスを燃料とする、自家用燃料、電力および蒸気の単価がきわめて低いことにある。これは、石油精製、石油化学に限らず全製造業、運輸、民需が対象となるため「アメリカファースト」の強気要因でもある。

－米国エタン分解の総製造コスト：（変動費）＋（保全費）＋（人件費）
為替レート　105 円/＄（予算ベース）＝20＋36＋77＝133$/T－Et　となる。
（ただし、保全費、人件費を日本のナフサ分解と同じとする。）
したがって、エタン原料を含む製造原価は、
（エタン価格）＋（総製造コスト）＝36$/t ＋133＝169$/T－Et　となる。

－新設エタンクラッカーの投資額 800 億円の場合の減価償却を含めた日本着エチレン価格
エチレン 60 万トン製造装置の建設コストを 800 億円とすると、8 年間で設備償却するためには、年間 100 億円超（159$×60 万トン）の回収が必要になる。
したがって、エタン原料の総製造コスト＋年間減価償却費＝169＋159＝328$/T－Et
となるから、この米国液化エチレンを 370～470$/T で日本に持ち届けることになると、このスキームの全体コスト（米国新設エタン分解炉からの日本への持ち届け価格）は、698～798$/T－Et になる。

－新設エタンクラッカーの投資額 1000 億円の場合の減価償却を含めた日本着エチレン価格
エチレン 60 万トン製造装置の建設コスト 1000 億円とすると、8 年間で定率設備償却するためには、年間 125 億円超（198$×60 万トン）の回収が必要になる。
したがって、エタン原料の総製造コスト＋年間減価償却費＝169＋198＝367$/T－Et
となる。この米国液化エチレンを 370～470$/T で日本に持ち届けることになると、
このスキームの全体コスト（米国新設エタン分解炉からの日本への持ち届け価格）は、737～837$/T－Et になる。
シェール革命初期に比べて第 2 波では設備投資額がアップしているので、これらのプラントからの輸出は競争力が低下する。

・シェール初期新設では、日本のナフサ原料エチレン原価（減価償却含まず）688$/T－Et に対して、米国新設エタンクラッカーからのエチレンを EPD 社から日本に持ち届けたエチレン価格は、698～798$/T－Et でほぼ同じとなる。
ただし、これは推算であり、実際には個別 PJ の設備投資額、回収年数等の多くの感度分析が必要である。

（5） 推算結果と考察

・推算では、ドバイ原油 45$/BBL とすると、原料ナフサが安くなることから、償却を終えた日本のナフサ分解炉から生産されるエチレンの原価は、688$/T－Et 、米国シェール由来エタンを原料とする新設エタン分解炉からのエチレンは 698～798$/T－Et となった。
余り変わらないが、シェールの２波以降は、建設コストが高騰し償却費がかなりアップしているので、日本のナフサ原料エチレンの方が有利となる。

・また、米国東海岸から欧州への航海は 7 日間、一方、US Gulf から欧州はその倍の 14 日

間、US Gulf からアジアは 30 日間で運賃は航海日数に大凡比例するので、アジア圏に向けた大型エチレン船の回転率は悪くなる。また、大型船の受け入れ基地も限定される。

・以上のことから、RING 推算では、米国の液化エチレンの日本流入は採算面で難しい。
ただし、アジア市況のエチレン価格が 900～1,000$/トンで、かつ米国がエチレン余剰で、市況が大幅ダウンした時は、米国とアジアの差が大きくなり、米国エチレン流入の機会もありうる。
米国のエチレン価格は 5～6 月に 200～300 ドル/トンで推移していたが、基地コスト、物流コストを加味した持届けベースの合計コストは、370～470$/MT の輸送コストに新設のエタンクラッカー減価償却コスト 159$/トンを加えると、729～929$/トンとなる。

（6） 米国シェール由来エタンを原料とするエチレン製造コスト競争力

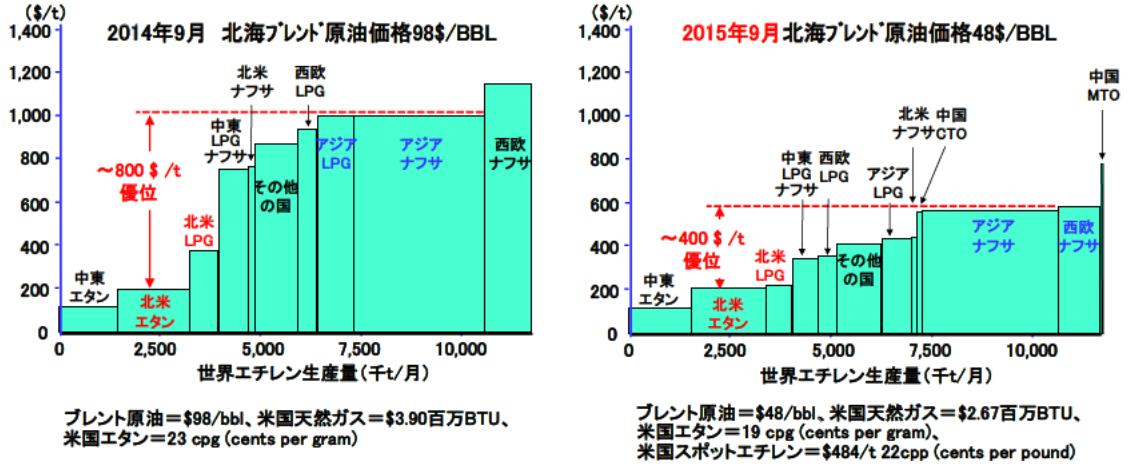
・2013 年時点の北海ブレンドが 100＄/BBL 時代のエチレン 1 トン当たりのエタン原料生産コストは 200 ドルとナフサ原料の 1,000 ドル超に比べてその差は 800 ドル以上と圧倒的に安価であった。このためエチレンプラント建設費用を負担して増産しても、価格面でナフサ原料エチレンよりも圧倒的に有利にあり、エチレンプラント建設計画が続々と発表された。
・しかし、2015 年の北海ブレンドが半減、急落するとともに、エタン原料の生産コストは 152 ドルと 2013 年から低下したものの、ナフサ原料も 435 ドルと 2013 年から半減以下となり、その差は 300 ドルもない状況となった。それでも、原料格差は大きく依然として米国産の石油化学製品の競争力は高い状況ではある。
ただし、シェール革命 2013 年時点に比べるとエチレンプラント建設の魅力は低下して、その結果として 2015 年以降においてエチレンプラント建設計画の発表は少ない。
2018 年以降の第 2 波では、米国におけるエタンクラッカー投資は、JV 形式が主体となる。
一方、サウジアラビアでは、エタン原料不足にある。最近、米国エタンの価格は、中東エタンよりも下回っていることから、ExxonMobil と SABIC との JV によるエチレンプラント建設は好例である。

・この他に、エチレンやその誘導品を製造する直接燃料、電気蒸気の用役も安価な天然ガスから供給されるので、ナフサ原料に比べてエチレン製造コストは更に割安になる。原油安はナフサを原料とするアジアや欧州のエチレン製造コストを改善したが、それでも米国に優位性がある。

・米国の化学品の生産コストは北東アジア、西欧、中国などを抜き、中東に次ぐ水準まで高まっている。

・原油価格が半減した時の優位さを分析するため、図表 3.6.39 に、2014 年 9 月および 2015 年 9 月の世界エチレン製造コスト実績の比較を示す。

図表 3.6.39　世界のエチレン製造コスト 2014 年 9 月対 2015 年 9 月比較



（出所）Wood Mackenzie,2016 をもとに、RING 編集

－2014 年 9 月時点（北海原油価格 98$/BBL）における製造コスト差：⊿800$/トン

アジアナフサ及び LPG を原料とするエチレン製造コストは、約 1,000$/トンで、北米エタンでは約 200$/トンである。

2014 年 9 月時点の北海原油価格は 98$/BBL、米国天然ガス＝3.90$/MMBTU、米国エタン価格は 23￠/g(cents per gram)で、原料格差の要因が顕著に表れて、800$/トンもの製造コスト差があった。したがって、米国シェール由来エタンを原料とするエタン製造プラントの建設計画が急増し、かつ、建設コストも急騰した。

－2015 年 9 月時点（北海原油価格 48$/BBL）における製造コスト差：⊿400$/トン

アジアナフサ及び西欧ナフサを原料とするエチレン製造コストは、約 600$/トンで、北米エタンでは 200$/トンである。

2015 年 9 月時点の北海原油価格は 48$/BBL、米国天然ガス＝2.67$/MMBTU、米国エタン価格は 19￠/g(cents per gram)で、原油価格が半減したことを受けて、エチレン製造コスト差は 400$/トンに半減した。

この時、米国のスポットエチレンは、484.22$/ pound(1,067.5$/t)であった。米国のエチレン製造マージンは 867.5$/トン（約 90,000 円/トン）であるから、米国でエタン製造プラント 80 万トン/年を建設したとすると 720 億円/年の利益が発生することになる。依然として、米国エタン原料の競争力は強い。

最近では米国エタンの価格は、中東エタンよりも下回ることもあり、更に競争力を増している。

３．７ 米国 CO2 排出予測と低炭素・循環型、水素社会に向けた取り組み

３．７．１　米国の CO2 排出量減少とセクター別エネルギー消費推移

米国のエネルギー関連 2020 年 5 月 19 日、East Anglia 大学他の研究チームが、コロナ禍による世界の一日当たりの化石燃料由来 CO2 排出量を「Global Energy Review 、April 2020、IEA」に発表した。

－2020 年の CO2 排出量は、コロナ禍復帰後で、▲26 億トン減少するとされているが、日本の年間 CO2 排出量の約 2 倍もの量が減少するとしている。

－一日当たりの減少が 17%と最も大きかった 4 月 7 日は、中国、米国、インドおよびその他排出量の多い主要国が全て高レベルのロックダウンを同時に行っていたことに起因する。

－コロナ禍直後の国別 CO2 排出量

2020 年に最も CO2 排出量が減少したのは、工場とコミュニティを世界で最初に、都市封鎖（ロック・ダウン）した中国である。その後、米国、欧州、インドが続いた。

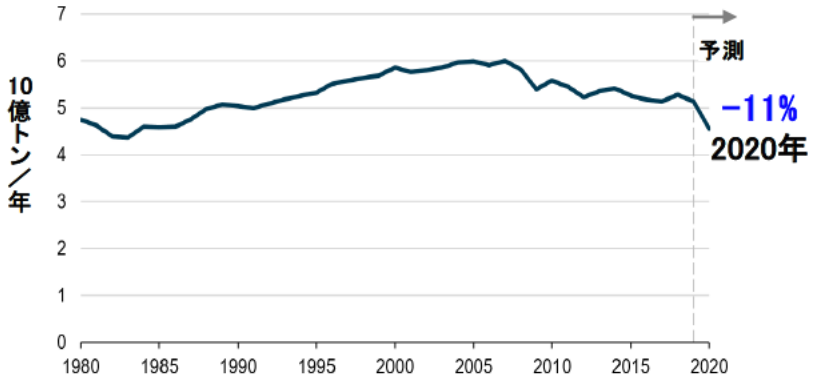
－分野別の CO2 減少量の内訳

自動車などの交通からの排出減少量は、高レベルのロックダウンを行った 4 月 7 日の減少量の内 43%を占めた。工業と電力の合計減少量は全体の内 43%を占めた。住宅は外出禁止のために若干の減少にとどまった。

・米国のエネルギー関連 CO2 排出量の推移と 2020 年の予測（1980-2020）

－米国エネルギー情報局(EIA)は、2020 年の米国のエネルギー由来の CO2 排出量が、2019 年比べて、11%減少すると予測している（図 3.7.1 参照)。

図表 3.7.1　米国のエネルギー関連 CO2 排出量（1980-2020）



（出所）Short-Term Energy Outlook, 13 May 2020

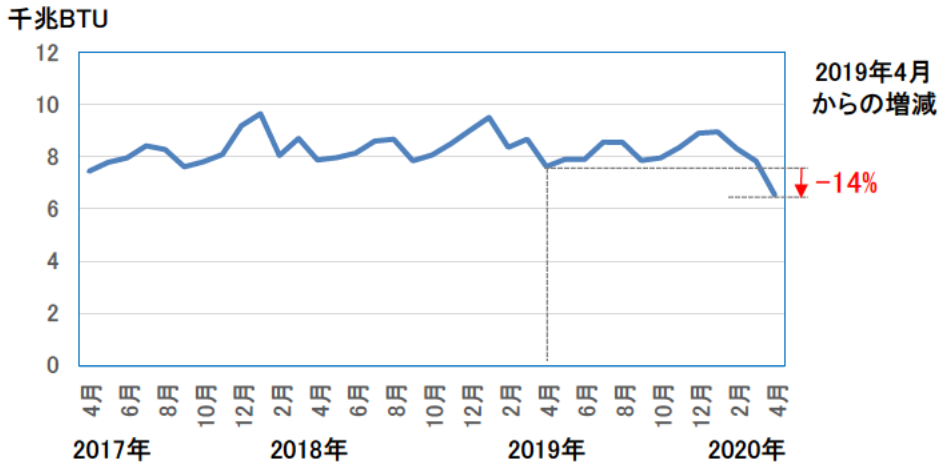
－EIA は、新型コロナウイルス感染拡大抑制策で交通量が減少したことと経済の低迷によるエネルギー消費量の減少を見積もっている。CO2 排出量減少量、減少率とも EIA がデータを取り始めた 1949 年以降で、最大となる。

電力消費量減少と天然ガス価格低下により、石炭消費量は 23%減少、石油は移動制限等により 11%減少、天然ガスも 4%減少すると予測している。

－コロナ禍による米国のエネルギー消費量減少

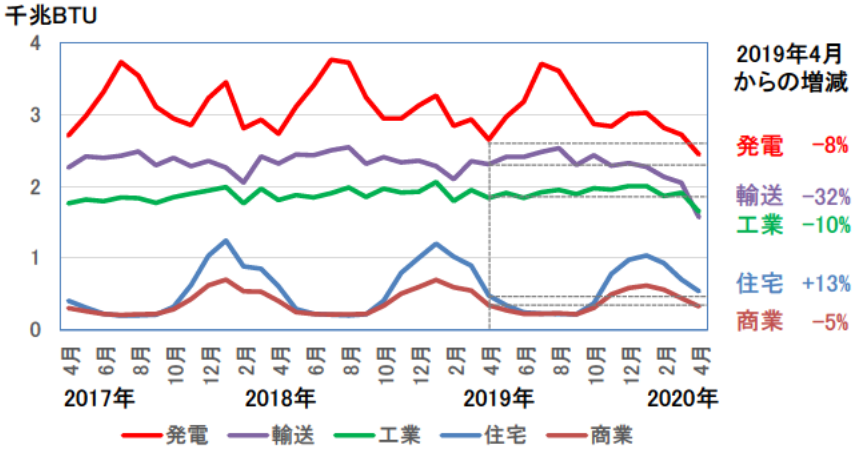
2020 年 4 月のエネルギー消費量は前年同月比で 14%減少した（図表 3.7.2 参照)。

図表 3.7.2　米国一次エネルギー消費量推移とコロナ禍直近



－セクター別では、図表 3.7.3 に示す通り、輸送部門は 2019 同月比で▲32%と最も減少したが住宅のみ 13%増加した。

図表 3.7.3　米国セクター別の一次エネルギー消費推移



（出所）　Monthly Energy Review, July 2020 、EIA

－ノースウェスタン大学の研究者が主導した新しい研究では、現在道路を走っている内燃機関自動車の 25%が EV に代わった場合、米国は気候変動や大気汚染の被害を回避することで、年間約 170 億ドルの節約になると予測している。米国における自動車の電動化は、年間数百～数千人の早期死亡を防ぐと同時に、CO2 排出量を数億トン削減する可能性がある。このことは、温室効果ガスの排出を抑制するだけでなく、有害な大気汚染による健康への負担を軽減する。

３．７．２　米国の天然ガス消費拡大による CO2 排出量減少推移と中長期予測

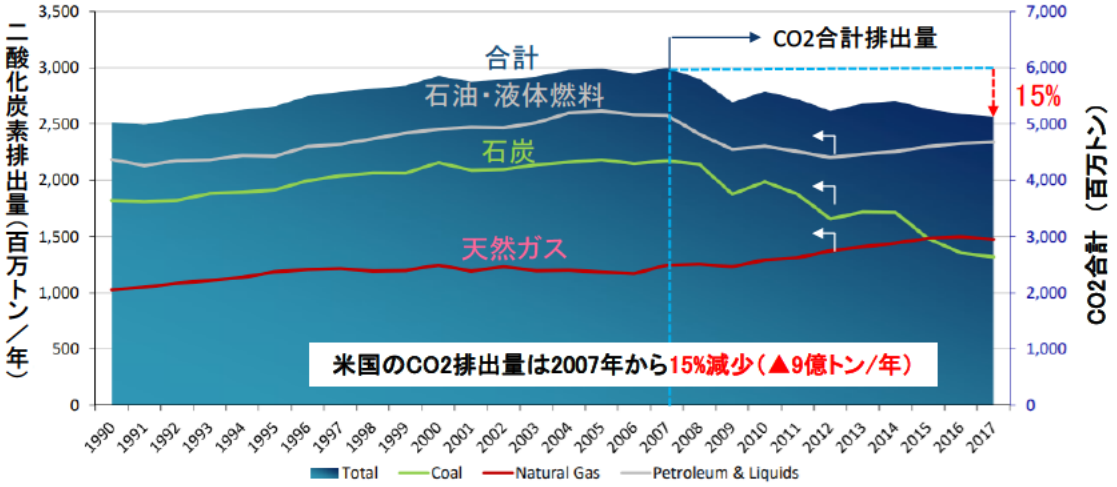
（１）　米国の CO2 排出量は、2007 年ピークに 2017 年まで 15%減少

・米国の一次エネルギー別の CO2 排出量推移

CO2 排出量は、2007 年をピークに 2017 年までに、15%低減した（図表 3.7.4 参照）。

その減少量は約 9 億トン/年で、日本全体の排出量約 12 億トン/年の約 8 割に匹敵する。

図表 3.7.4　米国の一次エネルギー別の CO2 排出量推移



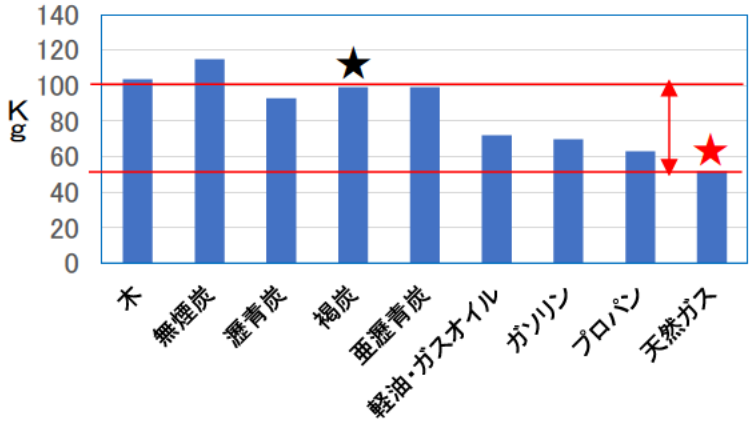
（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020 に基づき RING 編集

・米国は世界の GHG の 15.2%（2017 年）を占め、中国は 27.6%を占める。参考に、日本は 3.5%であった。中国の石炭消費成長率は、2000～2013 年平均 9%であり、中国の石炭火力の能力は今後も、更に 30%伸びる（国家電網公司の研究機関）。

・IEA は、天然ガスが石炭・石油にとって代わり CO2 を削減することを期待
世界は再生可能エネルギー導入を加速するが、やはり化石燃料を必要とする。その中で、天然ガスは CO2 削減の中心的な役割を果たすと期待されている。
天然ガスは、図表 3.7.5 に示すとおり、石炭や石油より 30%～50%CO2 排出量が少ないので石炭と石油に代わることが期待されている。しかし、世界では 450 もの石炭火力が建設、計画されており、3 分の 2 が中国、インド、東南アジアである。

・一方、米国はシェール革命を機に、石炭火力の退役に伴う天然ガスへの燃料転換、天然ガスコンバインドサイクルへの転換で、経済成長にもかかわらず、二酸化炭素排出量は著しく減少している。

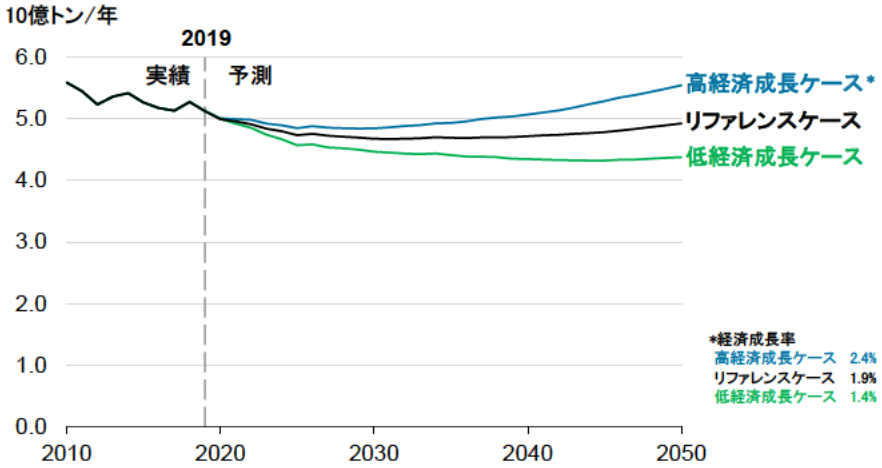
図表 3.7.5　燃料百万 BTU 当たりの CO2 排出量



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P. March 4-5, 2020 に基づき RING 編集

・米国のエネルギー関連 CO2 排出量の予測（図表 3.7.6）
経済成長は CO2 排出量に最も影響を与える要因である。リファレンスケースの CO2 排出量は 2020 年代に減少した後 2030 年代から徐々に増加し、2050 年には 2020 年レベルまで戻ってしまう。現大統領の選挙公約である「CO2 国内排出を 2050 年にネットゼロ」を実現するには、大規模な施策を講じる必要があると考えられる。

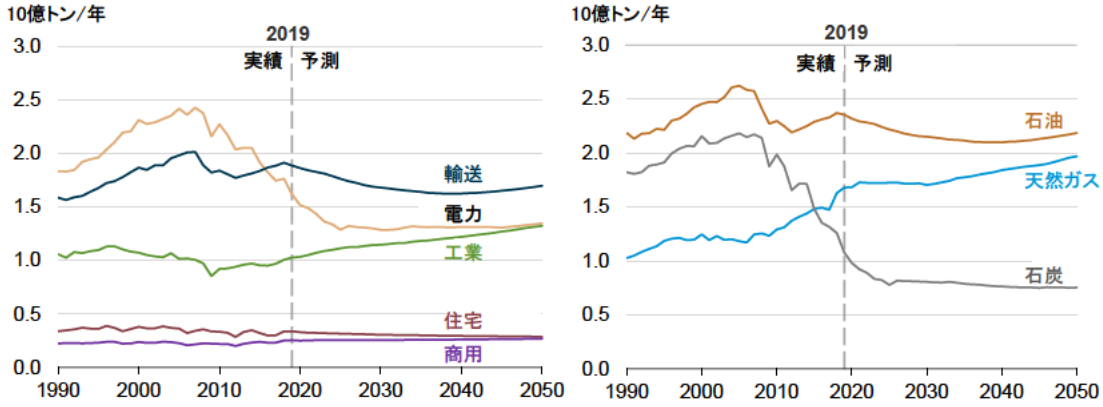
図表 3.7.6　米国のエネルギー関連 CO2 排出量予測



（出所）Annual Energy Outlook 2020, EIA

・米国の分野別、燃料別 CO2 排出量排出推移と予測（図表 3.7.7）
工業分野と天然ガスからの CO2 排出量は経済成長に伴って増加する。輸送と石油は、エネルギー効率の向上によって 2040 年頃まで減少するが、経済成長による排出量がエネルギー効率向上による減少量を上回り 2050 年に向けて増加傾向になる。

図表 3.7.7　米国の分野別、燃料別 CO2 排出量



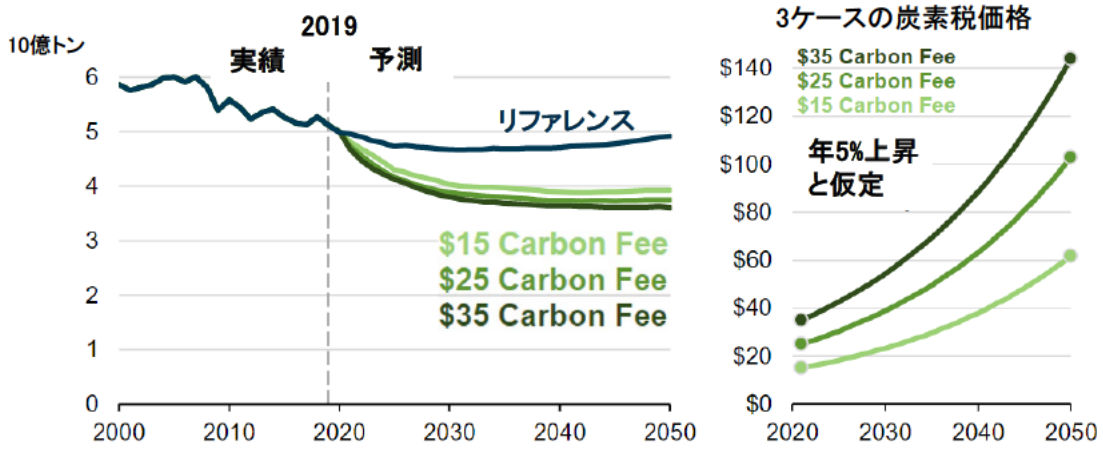
（出所）Annual Energy Outlook 2020, EIA

３．７．３　炭素税導入に対する検討例
（１）　米国エネルギー長期見通し AEO2020、炭素税導入の CO2 排出量削減効果-EIA 分析
・2021 年の炭素税を、15 ドル/tonCO2、25 ドル/tonCO2、35 ドル/tonCO2 （各ケース年率 5%

上昇）の 3 ケースで評価した（図表 3.7.8 参照）。

・その結果、CO2 排出量は炭素税価格の差はなく、2030 年代後半まで減少を続け、その後一定となる。2050 年に向けて炭素税が上昇するにもかかわらず$35 以外は若干増加する。

図表 3.7.8　3 ケースの炭素税価格と米国のエネルギーCO2 排出量

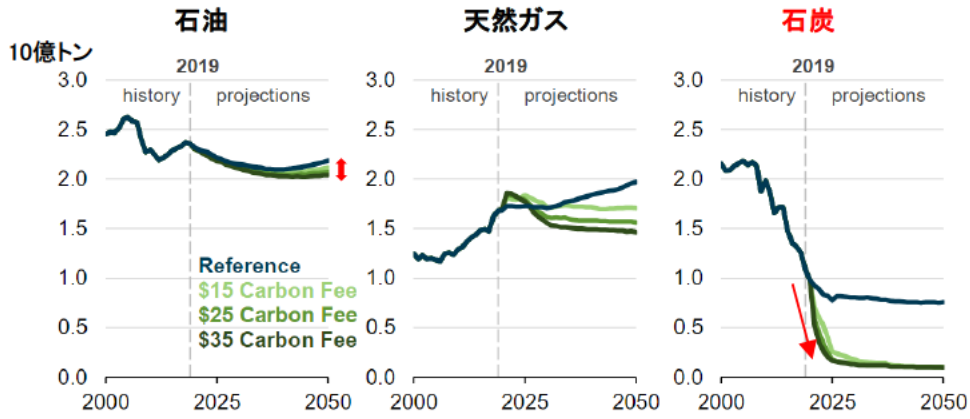


（出所）米国 EIA, "Annual Energy Outlook 2020" 2020 年 1 月

・石油、天然ガスは、暫く減少しその後ほぼ一定となる。石炭は 2025 年に向けて大幅に減少し、石炭火力の発電能力も激減する（図表 3.7.9 参照）。

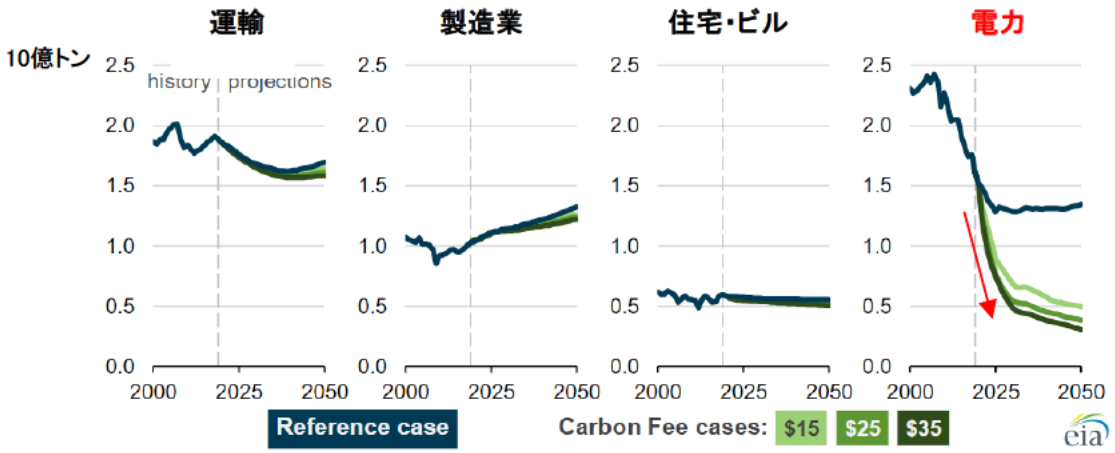
・石油の 95%は代替の少ない運輸と製造業で消費されているため石油は最も炭素税に影響を受けない。石炭火力の退役は 2050 年迄無いが、炭素税が導入されると停止が続き、石炭は 2025 年に向けて大幅に減少する。石炭火力の発電能力は、$35 ケースで 2019 年末から 2050 年までに 93%激減する。そのため電力全体が大幅に減少する（図表 3.7.10 参照）。

図表 3.7.9　米国のエネルギー別 CO2 排出量



（出所）米国 EIA, "Annual Energy Outlook 2020" 2020 年 1 月

図表 3.7.10　米国の分野別エネルギーCO2 排出量



（出所）米国エネルギー情報局（EIA）、20200317 の分析に基づき、RING 作成

・なお、これらの CO2 排出量見通しを公表した AEO2020 の作成時期は 2020 年 1 月であり、その後の新型コロナウイルス感染拡大の影響は考慮されていない。
バイデン大統領は 2050 年 CO2 排出ネットゼロを打ち出し、パリ協定に復帰するとしている。この公約は先行する欧州や中国の環境政策への巻き返しとして位置付けることができる。
また、パリ協定の復帰が決まれば、太陽光や風力など再生可能エネルギー普及をサポートとすることが予想される。バイデン大統領は電力セクター改革を打ち出しており、税制優遇策等を通じて太陽光や風力など再生可能エネルギー発電の普及を促進して 2035 年までに電力部門の CO2 排出ゼロを実現するとした。
また、既存火力発電所活用のための CO2 回収・貯留（CCS）や化石燃料由来でないグリーン水素の普及促進も唱えている。このような目標を達成するための政策がどの程度まで策定・実施されていくか、そしてその結果として CO2 排出が低下していくかどうか見守る必要がある。

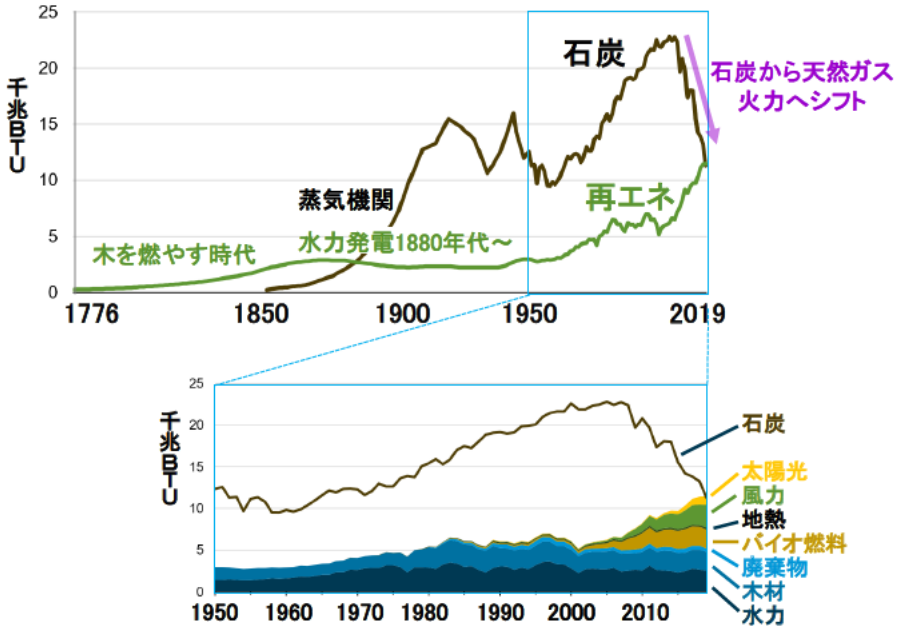
３．７．４　再生可能エネルギー導入推進と石炭ボイラの天然ガス燃料転換

（１）　再生可能エネルギーの進展、石炭消費と逆転

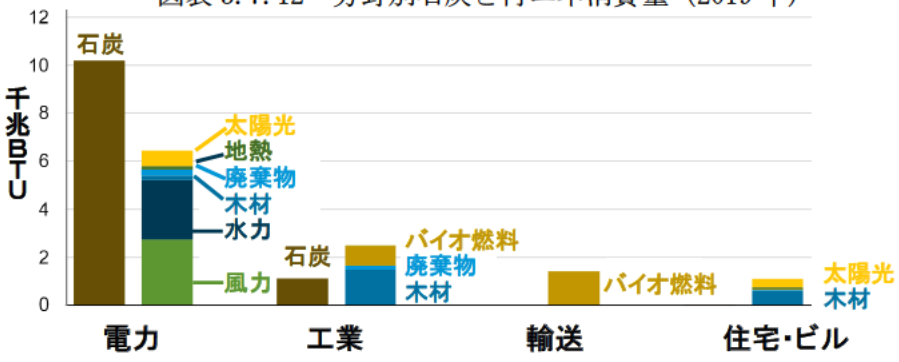
・世界のエネルギー権威者のダニエル・ヤーギン氏（現在 HIS マーキッド会長）は、「探究エネルギーの世紀」において、2010 年に、「世界のエネルギーミックスは、20 年後の 2030 年においても、現在の姿からそう変わらない。現在起きている様々な変化や革新が実感できるのは 30 年以降である。」と予測していたが、もっと早い段階で増加しつつある。
米国でもバイオ関連の助成で、生産量が増加しているように、再生可能エネルギーは、グリーン電力、グリーン水素エネルギーの普及とともに、急速に伸びている。
－世界銀行は、クリーンエネルギーの増加で、クリーンエネルギー生産に必要な鉱物の大幅な増産を予測している。なかでも、リチウム、コバルト、グラファイトの生産量は、2050 年までに約 500%増加すると試算している。WBG は、平均気温上昇 2℃以下を達成するためには、風力、ソーラー、地熱発電、蓄エネルギー分野で 30 億トンの金属・鉱物が必要になるとみている。

－2019 年、米国の再エネルギー消費量が 1885 年以降初めて石炭消費量を抜いた。発電向け石炭の消費量が、過去 20 年間で減少を続ける一方で、風力やソーラーなどの再生可能エネルギーが増加している。石炭火力の減少と再エネの増加が顕著である（図表 3.7.11、図表 3.7.12 参照）。

図表 3.7.11　石炭の天然ガス燃料転換と再生可能エネルギー消費推移



図表 3.7.12　分野別石炭と再エネ消費量（2019 年）



（出所）　May 2020 Monthly Energy Review, IEA を基に RING 作成

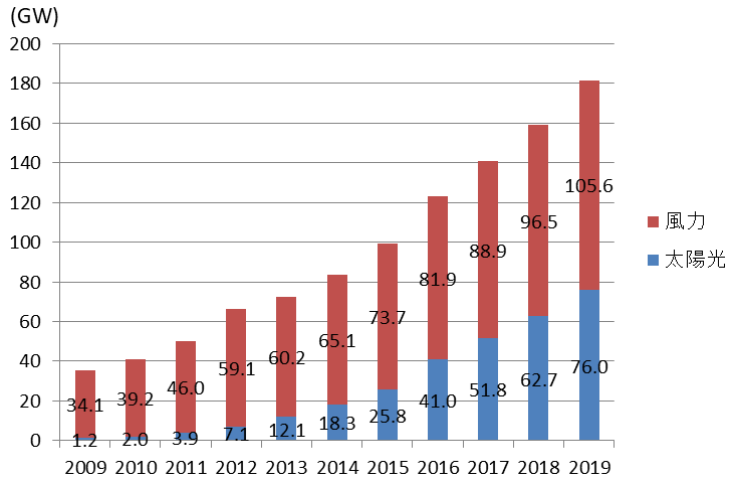
－最近の再生可能エネルギー増加は、風力発電、バイオ　燃料、太陽光の伸びによる。中でも風力発電は最も増加し水力発電を超えた。石炭の 90%は電力で消費される。再生可能エネルギーの 56%は電力、22%は工業、12%は輸送、9%は住宅・ビルで消費されている。

－太陽光発電と風力発電の推移

米国の太陽光発電と風力発電の累積設備容量は図表 3.7.13 の通りである。

米国の太陽光、風力発電の設備容量はこの 10 年間で 5 倍以上増加している。最近の傾向では太陽光の伸びが顕著となっている。中国に次いで世界第 2 位にまで成長している。

図表 3.7.13　太陽光発電、風力発電の累積設備容量の推移



（出所）REN21

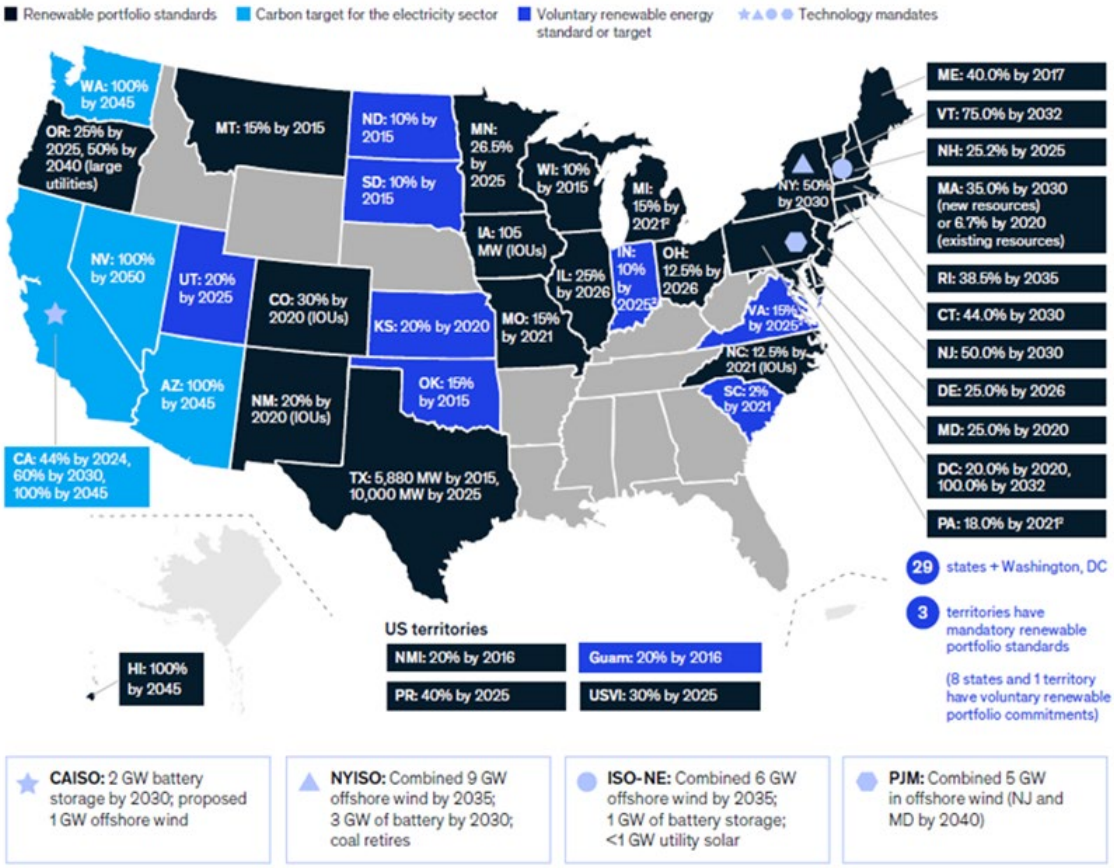
（２）　米国連邦政府と州政府が太陽光や風力などの再生可能エネルギーの導入を推進

・連邦政府は、発電税額控除（PTC：Renewable Electricity Production Tax Credit）や、再生可能エネルギーの設備投資を対象とした投資税額控除（ITC：Business Energy Investment Tax Credit）といった税制優遇措置を実施して風力発電や太陽光発電の開発を促進した。

・州政府は、RPS（再生可能エネルギー利用割合基準）の導入やネットメータリングの公営電力会社への義務付けを実施している。RPS は電力会社等に再生可能エネルギーの導入を義務付けるもので全米では 29 州とワシントン DC で導入されている。

・ネットメータリングとは、住宅用等の分散型太陽光発電システムの発電量から、自家消費量を差し引いて余剰電力（NEG：Net Excess Generation）が発生した場合、余剰分を電気事業者に特定の価格で販売できる仕組みである。
2019 年 10 月現在、米国の 39 州およびワシントン DC（海外領土を除く）で本制度が義務付けられている。
全米では 16 州が 2030 年～2050 年にかけて再生可能エネルギー発電 100%を目標として掲げている（図表 3.7.14 参照）。

図表 3.7.14　米国各州における再エネ導入目標

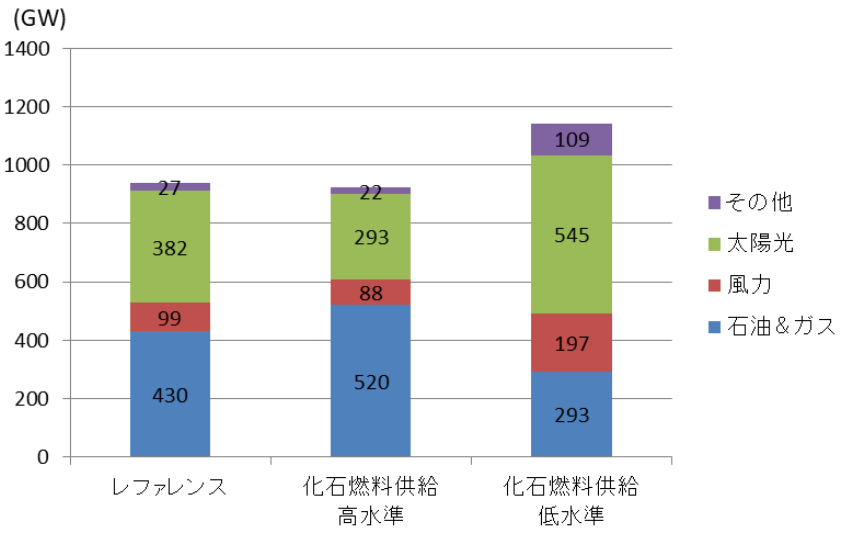


（出所）McKinsey & Co.,　“The future of natural gas in North America”December 2019

・AEO2020 による今後の導入見通し

AEO2020 でいくつかのシナリオに分けてシミュレーションしている（図表 3.7.15 参照）。

図表 3.7.15　2020 年から 50 年にかけての累積設備容量の見込み



（出所）米国 EIA, "Annual Energy Outlook 2020"

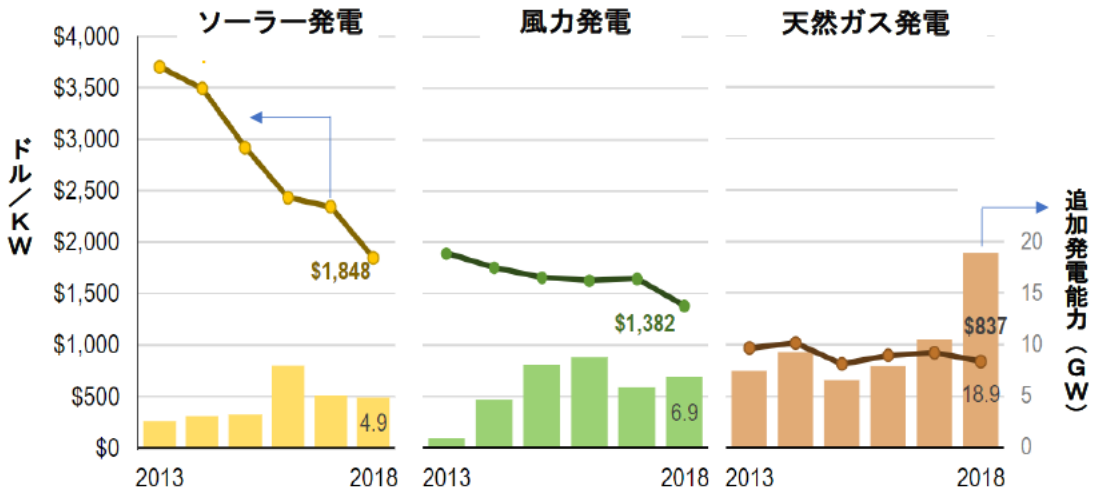
－レファレンスシナリオでは 2020 年から 2050 年にかけて風力では 99GW（9,900 万 KW）の増分にとどまるが、これは税制優遇措置が失効することによる。
一方、太陽光はモジュール製造コスト低下もあって、今後 30 年間で 382GW（38,200 万 KW）の増分となる見込みである。

－シナリオによってこれらの導入見通しが増減する。例えば化石燃料の価格が安価となるなどで同供給が増えた場合、風力ではレファレンスから 11GW、太陽光では同 89GW 程度、導入が減少することになる。
化石燃料の価格が高騰するなどで同供給が減少した場合には風力ではレファレンスから 98GW、太陽光では 163GW 程度導入が増加することになる。

（3） 米国の太陽光及び風力発電の平均建設コストは継続的に低下

・発電種別の KW 当たり建設コストおよび新設容量（2013-2018）の推移
米国エネルギー情報局（EIA）によると、米国で新たに建設された商用規模の発電機の年間容量加重平均建設コストは、太陽光発電と陸上風力タービンで減少が続いている。天然ガス発電のコストも 2018 年にはわずかに減少した。2013 年から 2018 年にかけて、太陽光発電は 50%減、風力発電は 27%減、天然ガスは 13%減となった。これら 3 つの合計は、2018 年に米国の電力網に追加された総容量の 98%以上を占めた。2018 年の米国の発電容量への投資は、天然ガスが主導し 2017 年から 9.3%増加した（図表 3.7.16 参照）。

図表 3.7.16　発電種別の KW 当たり建設コストおよび新設容量（2013-2018）



（出所）米国エネルギー情報局（U.S. EIA ）、発電機建設費と年間発電機インベントリ

・太陽光発電
太陽光発電の建設コストは、差は縮まりつつあるが 1 キロワットあたりでは風力発電や天然ガス発電よりも高くなっている。2017 年から 2018 年にかけて、米国の太陽光発電の平均建設コストは 1kW あたり 1,848 ドルと 21%下落した。この減少は、2018 年の平均建設コストが 1kW あたり 1,767 ドルと最も低い結晶シリコン固定チルトパネルが牽引した。結晶シリコン固定チルトパネルは、2018 年に米国で追加された太陽電池容量の 3 分の 1

以上を占める 1.7 ギガワット（GW）で、技術別では 2 番目に高いシェアを占めた。結晶シリコン軸ベーストラッキングパネルのシェアが最も高く、2.0GW（太陽光発電容量の 41%）の発電容量が追加され、1kW あたりの平均コストは 1,834 ドルであった。

・風力発電

米国の風力発電容量の総追加量は、2017 年から 2018 年にかけて 18%増加した。風力タービンの平均建設コストは 1kW あたり 1,382 ドルと 16%低下した。最も減少幅が大きかったのは容量 1 メガワット（MW）から 25 メガワットの風力発電所で、これらの建設コストは 22.6%減少して 1kW あたり 1,790 ドルとなった。

・天然ガス発電

天然ガス発電は 2018 年に米国で最も多く投資され、全エネルギー源の総追加容量の 46%を占めた。天然ガス発電容量の伸びは、コンバインドサイクル発電の大幅な容量追加に牽引され、その技術については前年のほぼ 2 倍の追加となった。コンバインドサイクル発電の建設コストは 2018 年に 4%低下し 1kW あたり 858 ドルとなった。

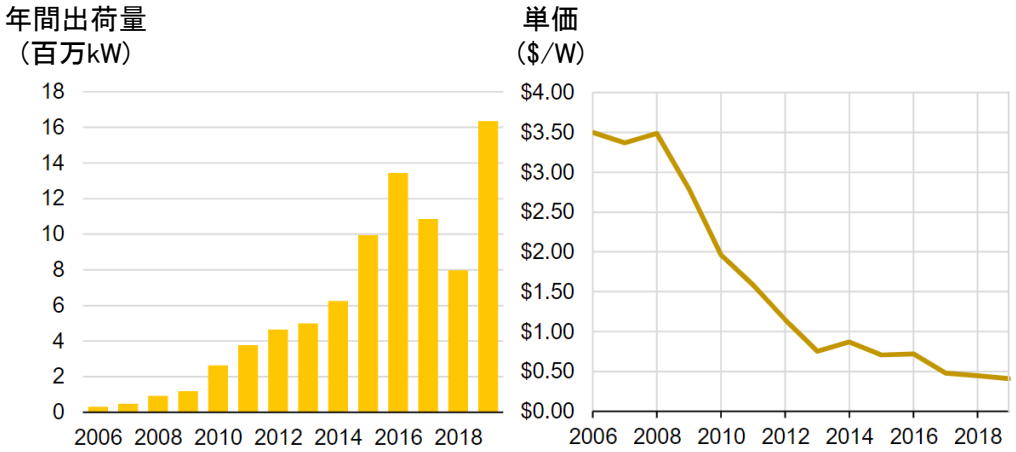
（4） 米国内でソーラーパネルの出荷量増加

図表 3.7.17 に、米国ソーラーパネルの出荷量と単価の推移を示す。

・2019 年に米国のソーラーパネルの出荷量は、過去最高の 1,640 万 KW を記録した。

ソーラーパネルの出荷量は 2006 年から増加を続けている。パネル価格の低下と PV 設置に対する優遇政策が増加に寄与している。

図表 3.7.17　米国ソーラーパネルの出荷量と単価の推移



（出所）EIA, Today in Energy, 2020 年 8 月 19 日

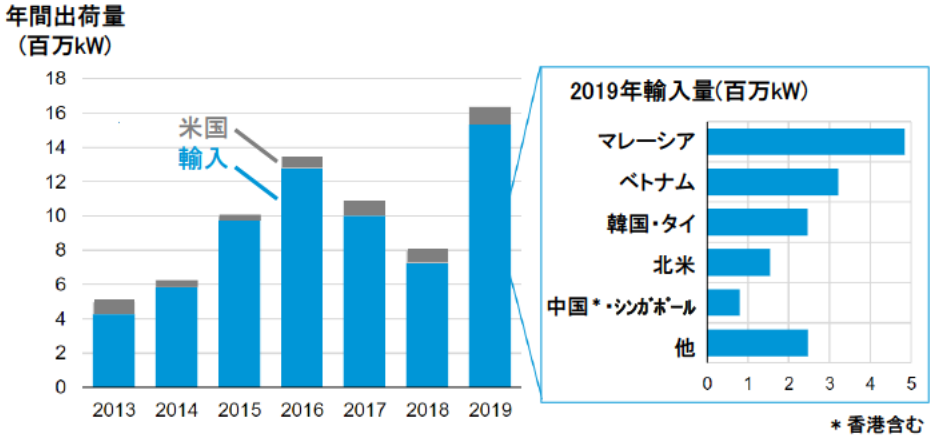
・ソーラーパネルの価格は 2006 年の$3.50/W から 2019 年には$0.40/W まで下がった。発電効率の向上や生産性の向上、サプライチェーンのコストダウンによる。2019 年には、住宅向けインセンティブによって住宅向けソーラー能力は 250 万 kW 以上となった。

2017 年に住宅向けソーラーの設置は、ネットメータリングの改定、州レベルのインセンティブの減少、米国のソーラーのトップ設置会社の事業方針の変更によって減少した。

2018 年にパネル出荷が減少した原因は、2 月からソーラーパネルに 30%の関税がかけられたことに起因する。関税は毎年 5%ずつ減率している。

・2019 年のソーラーパネル出荷量の 94%が輸入である（図表 3.7.18 参照）
米国は、2012 年と 2014 年に中国と台湾にアンチダンピング関税をかけた。中国と台湾は、米国、ドイツ、韓国、日本とともにマレーシアに工場を移転した。同国は現在世界最大のソーラーパネル生産国の一つである。

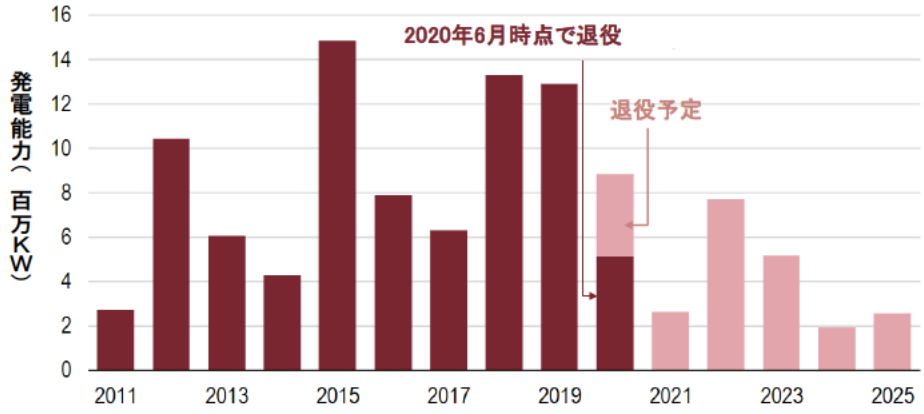
図表 3.7.18　米国内出荷のソーラーパネルの生産国



（出所）EIA, Today in Energy, 2020 年 8 月 19 日

（5）　米国の石炭火力発電所が天然ガス火力発電所に転換
・米国石炭火力の退役推移と予定を図表 3.7.19 に示す。

図表 3.7.19　米国石炭火力の退役推移と予定



（出所）EIA、TODAY IN ENERGY 2020 年 5 月 11 日、8 月 5 日、9 月 1 日

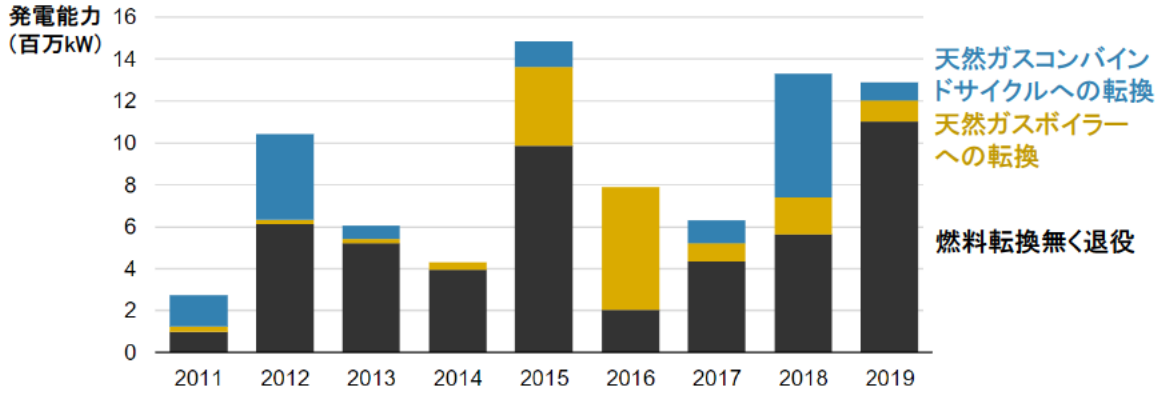
・2010 年末に 3 億 1,680 万 KW あった石炭火力発電能力は、2019 年末までに 4,920 万 kW 分が退役した。そして、2011 年～2019 年の間に 2,960 万 KW の石炭火力発電所が天然ガス火力発電所に転換した。今後も石炭火力の退役が複数予定されている。

・石炭火力の季節運転

石炭火力は、能力を縮小してきたが電力需要、特に需要のピークにおいてまだ必要性がある。石炭火力は需要の少ない春や秋の稼働率は 50%以下であるが、夏と冬においては 60%を超える。過去 2 年間の春秋の石炭火力の稼働率は極めて低く、特に 2020 年 4～5 月は 30%を下回った。そのため、石炭火力はコストを回収できる稼働率まで達しなかった。石炭火力発電会社は、夏と冬または夏だけ稼働する季節運転を検討している。2020 年の現時点で 4 つの大規模石炭火力が季節運転計画を公表した。2018 年に季節運転を行った 2 つの別の石炭発電所は、1 年も経たずに完全に停止された。

・2011 年から 2019 年の 2,960 万 KW の内、1,530 万 KW 分が天然ガス・コンバインドサイクル（NGCC）発電所に転換された。残りの 1,430 万 KW の石炭ボイラは天然ガスボイラに転換された（図表 3.7.20 参照）。

図表 3.7.20　米国石炭火力の退役または天然ガスへの転換（2011～2019 年）



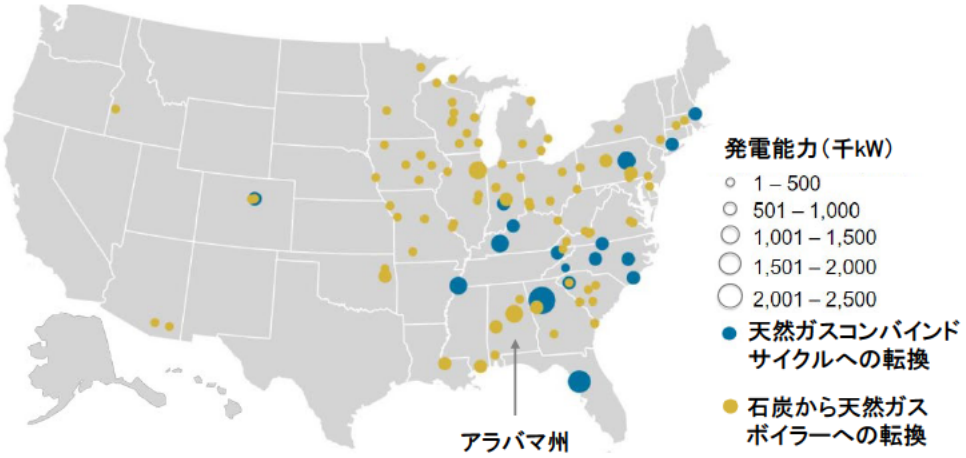
（出所）EIA、TODAY IN ENERGY 2020 年 5 月 11 日、8 月 5 日、9 月 1 日

・石炭から天然ガスへの転換は、排ガス規制強化や天然ガス価格下落を背景に、効率の高い天然ガスタービン技術を導入することで推進された（図表 3.7.21 参照）。

2011 年～2019 年の間に 17 ヵ所の石炭火力が 1 つ目の方法によって、転換前の 1.94 倍の 1,530 万 kW の能力を持つ NGCC に転換された。

この能力の増加は先進的タービン技術によるものである。

図表 3.7.21　米国の石炭から天然ガスへの転換（2011 年～2019 年）

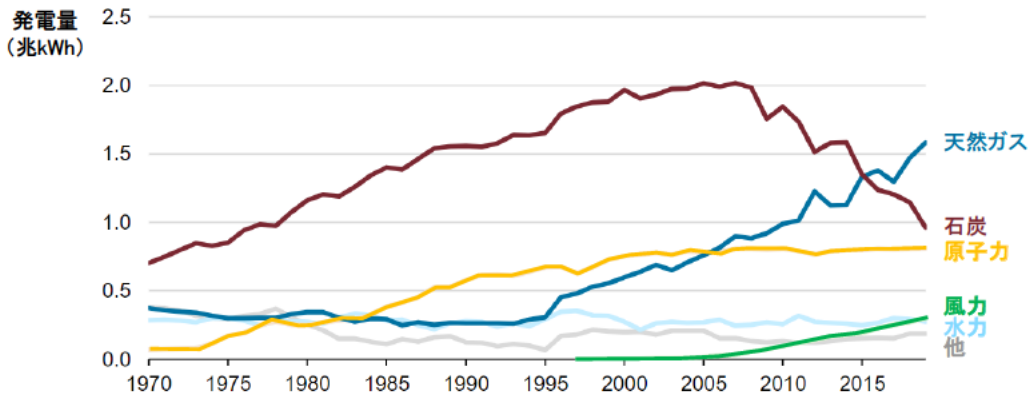


（出所）EIA、TODAY IN ENERGY 2020 年 5 月 11 日、8 月 5 日、9 月 1 日

・2 つ目の方法では、天然ガスが共通する燃料である。
幾つかの発電所は製油所からの石油コークス、紙・パルプ製造からの廃棄物、廃木材も燃料として使用できる。米国東部の石炭火力は、小規模で稼働が 50 年以上経過していることから燃料転換の対象になった。
104 ヵ所の内 86 ヵ所は合計 1,430 万 KW の天然ガス発電所になった。多くの発電所は天然ガス専焼になったが、幾つかは経済性によって石炭も使える。
2011 年～2019 年に最も燃料転換を行った Alabama Power 社は、アラバマ州の 4 ヵ所石炭火力の 10 基 190 万 KW を 2015 年～2016 年の間に天然ガスに転換した。これは、米国環境保護庁の水銀大気有害物質基準（MATS）に合わせるためであった。

・米国環境保護庁は、排ガス規制と低価格天然ガスのために石炭火力の燃料転換が続くと見ており、特に中西部と南東部で増加するとしている。図表 3.7.22 に、電源別発電電力量（1970 年～2019 年）を示す。また、現在 8 ヵ所の NGCC が計画され 5 ヵ所が建設中であることも公表した。

図表 3.7.22　電源別発電電力量（1970～2019 年）



（出所）EIA、TODAY IN ENERGY 2020 年 5 月 11 日、8 月 5 日、9 月 1 日

・石炭火力による発電量は、2019 年に 1 兆 KWh を下回り 1976 年以降最低を記録した。天然ガス発電は 2019 年に過去最高の 1.6 兆 KWh に達した。石炭火力の低下の原因は、先に掲げた退役と燃料転換であり、また、石炭火力発電所稼働率が 2010 年の 67%から 2019 年には 48%に低下したことによる。

・米国、天然ガス火力発電量が過去最高を記録
米国エネルギー情報局の Hourly Electric Grid Monitor によると 2020 年 7 月 27 日の米国本土 48 州の天然ガス火力発電プラントの天然ガス燃焼量は 472 億 cf で、日量では過去最高を記録した。天然ガスの Henry Hub スポット価格は、7 月 27 日供給分は、1.73 ドル/MMBtu。6 月 1 日－7 月 30 日は平均 1.64 ドル/MMBtu で前年同期比 30%低下した。

３．７．５　バイオエタノール、バイオディーゼル、バイオジェット燃料の普及

（１）　バイオ燃料の普及に向けた規制

・バイオ燃料は、大きくバイオエタノールとバイオディーゼルに分かれる。
－バイオエタノールには、糖質系、澱粉系、セルロース系があり、ブラジルではサトウキビ、米国ではトウモロコシ、欧州ではビートが原料として利用されている。
－バイオディーゼルには、従来型のナタネ、ヒマワリ、大豆からの食用油などをメチルエステル化した脂肪酸メチルエステル（FAME）と、パーム油や廃食用油について水素化処理をすることで、燃料インフラやエンジンの改修無しで既存の燃料の代替や混合が可能な燃料、いわゆる drop-in 燃料である HVO（Hydrotreated Vegetable Oil）に分かれる。HVO については低温特性改善等の処理をすればバイオジェット燃料として利用することができる。

・米国では、ガソリンや軽油へのバイオ燃料配合の義務化を進めてきた。
2005 年の包括エネルギー法において、再生可能燃料基準(RFS:Renewable Fuel Standard)が策定され、燃料供給事業者の輸送用ガソリン、ディーゼル販売量に対して一定比率の再生可能燃料の販売が義務付けられた。
－更に、2007 年に制定したエネルギー自立・安全保障法（EISA）では、2009 年から 2022 年までの導入目標量（RFS2）を定めた。
－目標量はバイオ燃料値の合計だけでなく、先進型バイオ燃料、セルロース系、バイオディーゼルについてもそれぞれ定めている（図表 3.7.23 参照）。

・米国は、ガソリンは軽油需要の 2 倍、かつ石油製品需要の半分を占めることから、自国のバイオエタノールをエネルギー燃料としてガソリンに配合する政策に重点が置かれてきた。そのため、FAME 生産はバイオエタノールの 10%程度にすぎず、更に次世代バイオ燃料の生産はベンチャーを中心に小規模生産されている状況である。

図表 3.7.23　RFS2 におけるバイオ燃料導入目標量

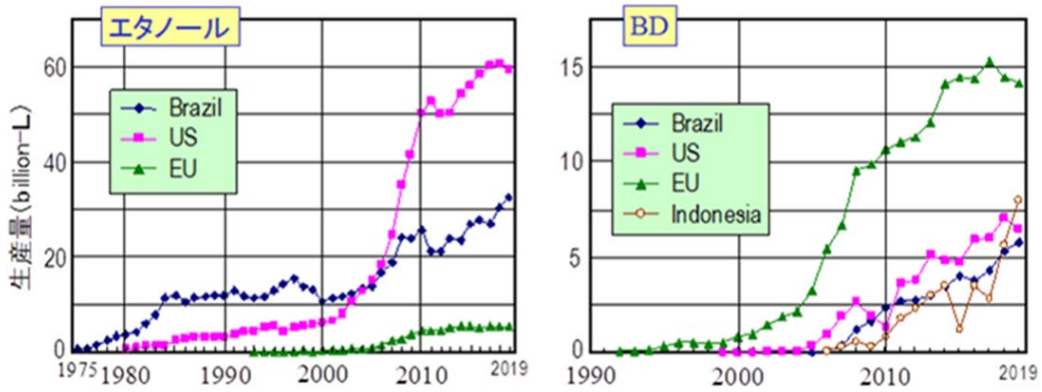
（億ガロン）

	バイオ燃料計	うち、先進型バイオ燃料	うち、セルロース系バイオ燃料	うち、バイオディーゼル
2008	90.0			
2009	111.0	6.0		5.0
2010	129.5	9.5	1.00	6.5
2011	139.5	13.5	0.07 (2.5)	8.0
2012	152.0	20.0	0.87 (5.0)	1.0
2013	165.5	27.5	0.06 (10.0)	12.8
2014	162.8 (182)	26.7 (38)	0.33 (17.5)	16.3
2015	169.3 (205)	28.8 (55)	1.23 (30.0)	17.3
2016	181.1 (223)	36.1 (73)	2.30 (42.5)	19.0
2017	192.8 (240)	42.8 (90)	3.11 (555.0)	20.0
2018	192.9 (260)	42.9 (110)	2.88 (70.0)	21.0
2019	199.2 (280)	49.2 (130)	4.18 (85.0)	21.0
2020	200.9 (300)	50.9 (150)	5.90 (105.0)	24.3
2021	(330)	(180)	(130.0)	24.3
2022	(360)	(210)	(160.0)	

（出所）米国 EPA ウェブサイト

－米国のバイオエタノールは 1980 年代からスタートし、2005 年ごろに急増し、ブラジルを抜いて、世界一の生産国になっている（図表 3.7.24 参照）。

図表 3.7.24　世界主要国のバイオエタノール、バイオディーゼルの生産推移



（出所）小林茂樹「バイオ燃料の現状と将来（１）」国際環境経済研究所ウェブサイト

－2000 年以降、ガソリンのオクタン価向上のために添加されていた MTBE が飲料水汚染で使用禁止になり、代替としてエタノールが使用された。更に、2005 年に再生可能燃料基準（RFS）が策定され、一定比率の再生可能燃料の販売が義務化されることによる。

－一方、米国のバイオディーゼルの生産もほぼ同時期に立ち上がり始めている。

－2010 年頃から、エタノール消費増加がやや減速しているが、これは「ブレンドウォール」によるものである。当時、米国では E15（15%エタノール混合）の販売は高蒸気圧のため夏季の販売が禁止されていたため、販売されているエタノール混合ガソリンはほとんど

が E10（10%エタノール混合）であった。
中部交通研究所が試算した結果では、全エタノール消費/全ガソリン消費が 2010 年頃にはすでにほぼ 10%になっていて殆どのガソリンが E10 になった。
ところが、ガソリン消費量は、2000 年ごろから現在までほとんど横這い状態にあり、エタノール消費も伸びる状況にない。その結果、ガソリンとのブレンド比率がエタノール消費を制限するという「ブレンドウォール」にぶつかることとなった。

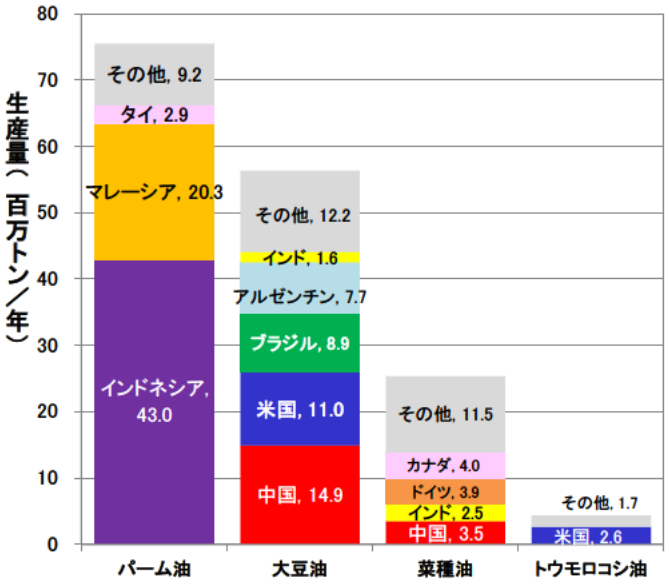
（2） 米国におけるバイオエタノールの生産と消費

・エタノールは、醗酵法又は合成法で生産可能であるが、合成法はエチレンから生産されるので、ガソリンに混合しても再生可能燃料にカウントされない。
また、米国ではトウモロコシが大量・安価に生産されるため発酵法が殆どである。
日本も、2000 年には輸入糖蜜等による発酵法が 60%に対し合成法で 40%程度であったが、エチレン価格が上昇したため、2003 年には 5%まで減少し、2012 年時点では生産も日本合成と三菱化学（当時）の 2 社だけになった。

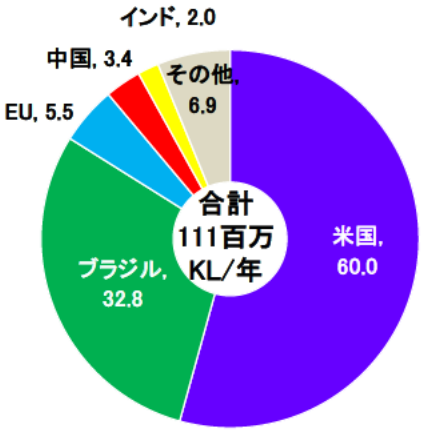
・バイオ燃料の原料となる世界の植物油生産
－世界の植物油の生産量は、圧倒的にパーム油と大豆油由来が占めている。
－エタノールはバイオマスから生産されるものが殆どであるが、バイオエタノールは 60%が米国で生産され、ブラジルが 32.8%と続く（図表 3.7.25 参照）。

図表 3.7.25 世界の植物油、バイオエタノール生産量

世界の植物油生産量（2019 年）



世界バイオエタノール生産量（2019 年）

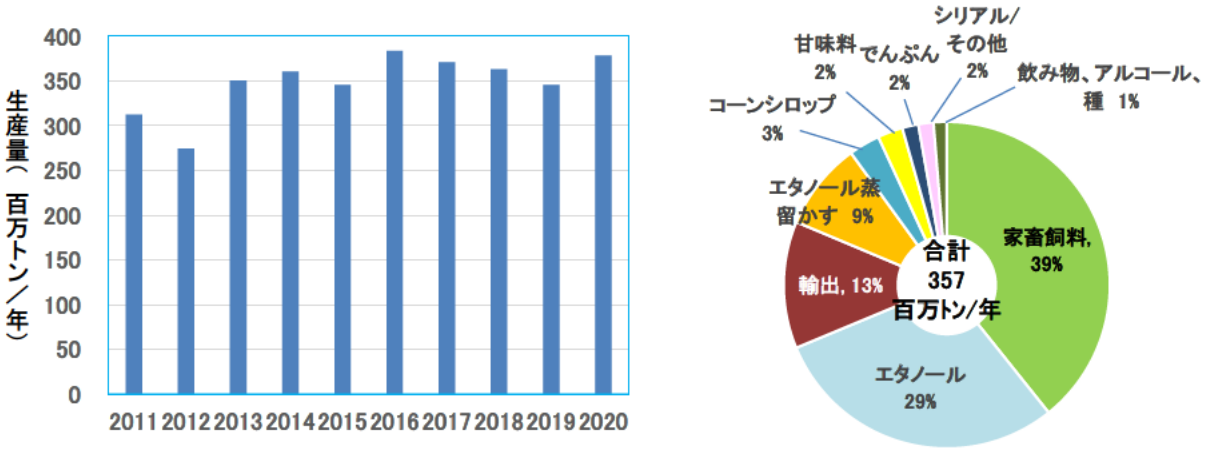


（出所）日本植物油協会、Statista

・発酵は、燃料エタノールを製造するための最も一般的な方法である。現在の最も一般的なエタノール製造プロセスでは、トウモロコシ、サトウキビ、テンサイに含まれるデンプンと糖を酵母で発酵させている。トウモロコシは、その豊富さと低価格のため、米国では燃料エタノールの主な原料となっている（図表 3.7.26 参照）。

トウモロコシの粒に含まれるデンプンを発酵させて糖にし、それを発酵させてアルコールにする。他地域では、サトウキビやテンサイが燃料エタノールの原料として使われている。サトウキビはアルコールに変換しやすい原料である。

図表 3.7.26　米国のトウモロコシ生産量の推移と用途内訳（2019 年）



・米国に次ぐ世界第 2 位のエタノール生産国であるブラジルでは、エタノールの大部分をサトウキビから製造している。ブラジルの車のほとんどは、純粋なエタノールまたはガソリンとエタノールのブレンドで走行することができる。

・セルロース系エタノール

－植物繊維中のセルロースを分解してエタノールを製造することもできる。このセルロース系エタノールは、先進的なバイオ燃料（第 2 世代）と呼ばれる。セルロース系原料の大規模な潜在的供給源は存在するが、セルロース系エタノールの商業生産は比較的小規模である。

－セルロース系エタノール生産の原料として、木、草、農業残渣が挙げられる。樹木や草は、穀物よりも成長に必要なエネルギー、肥料、水が少なく、食用作物の栽培に適していない土地でも栽培することができる。10 年でフルサイズに成長する急成長の木を開発され、多くは毎年植え替えしなくても、何年もの間、年に 2 回の収穫を得ることができる。

米国のいくつかの会社は、トウモロコシの穂軸や茎を利用して、セルロース系エタノールを作っている。

セルロース系エタノールでは、前処理の改善、酵素の低コスト化等が検討されており、バイオジェット燃料では、コスト削減の目的で従来の製油所で、水素化植物油（HVO:Hydrotreated Vegetable Oil）の原料と原油を同時に投入する“co-process”が一部実施されている。

・バイオエタノールの歴史

－1850 年代には、エタノールは主要な照明用燃料であったが、南北戦争中、戦争資金を調達するためにエタノールに酒税が課せられた。この税がエタノールの価格を大幅に上昇させ、灯油など他の燃料に対抗できなくなったため、生産量は急激に減少し、1906 年に

税が廃止されるまで生産レベルは回復しなかった。
1908 年、ヘンリー・フォードは非常に初期の自動車であるモデル T をガソリンとアルコールの混合燃料で走るように設計し、この混合燃料を未来の燃料と呼んだ。1919 年、禁酒法が施行されたとき、エタノールはアルコール飲料とみなされたため販売が禁止されたが、ガソリンと混合してのみ販売することができた。1933 年に禁酒法が終了した後エタノールは再び燃料として使用されるようになった。

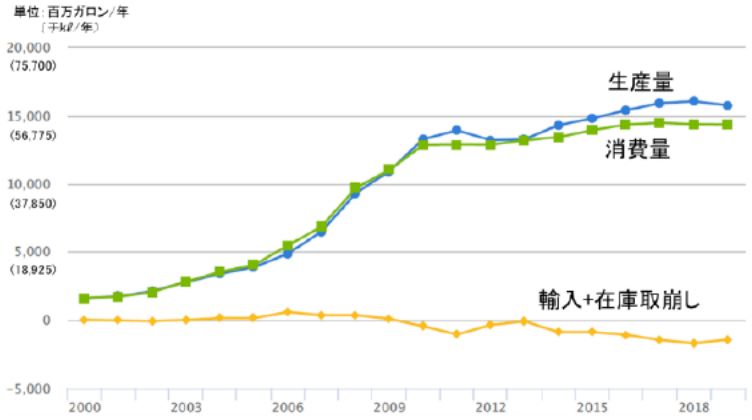
・バイオエタノールの生産と消費
－エタノールの製造プラントは、原料生産の立地からアイオア、イリノイ、ミネソタなど中西部の州に集中している。原料は、前出のように米国ではトウモロコシが主体であり、コーンベルトと呼ばれる中西部の地域を中心に生産されている（図表 3.7.27 参照）。

図表 3.7.27　米国のエタノールプラント所在地

（出所）US NREL 「The Biofuel Atlas」

－現在、ほとんどの自動車用ガソリンには、エタノールが混合されている。エタノールは、第二次世界大戦中、石油などの資源が不足していた時期に一時的に使用量が増加した。
1970 年代に入ると、石油禁輸、原油価格の上昇、輸入石油への依存度の増大により、代替燃料への関心が高まり、輸送用燃料としてのエタノールへの関心が復活した。それ以来、エタノールの使用と生産は、税制上の優遇措置と、よりクリーンな燃料を要求する環境規制によって奨励されてきた。
－2005 年に議会は、エタノールを含む再生可能燃料の使用に関する最低要件を定めた再生可能燃料基準（RFS)を制定した。
2007 年には、RFS の再生可能燃料の使用目標は、2022 年までに 360 億ガロンまで着実に増加させるように設定された。
2019 年には、米国で約 160 億ガロンが生産され、145 億ガロン（約 94 万 BD）のエタノールが消費された。これは、ガソリン消費量（約 930 万 BD：2019 年）のほぼ 10%に相当する。図表 3.7.28 に、2000 年～2019 年の米国のエタノール生産量および消費量を示す。

図表 3.7.28　米国のエタノール生産量および消費量（2000 年～2019 年）



（出所）US DOE EERE(Energy Efficiency and Renewable Energy

・E10 と E15 ガソリン

－ガソリン車はすべて E10 を使用することができる。現在、E15 を使用できるのは、2001 年モデル以降の小型車のみとなっている。米国環境保護庁（EPA）は、米国で販売される輸送用燃料に最低量の再生可能燃料が含まれていることを保証するために、米国再生可能燃料基準（RFS）プログラムの策定と実施に責任を負っている。EPA は、E10 を超えるエタノール混合物を小売店で販売する方法について、その仕組みと要領を策定中である。

・E85

－E85 は、ガソリンとエタノールの混合物で、地域や季節にもよるが、51%から 83%のエタノールを含み代替燃料と定義されている。米国での E85 の使用は中西部が大半を占めているが、全国で約 3,625 箇所の E85 給油所がある。

－E85 を使用できるのは、フレキシブル燃料車（Flex Fuel Vehicle）のみである。

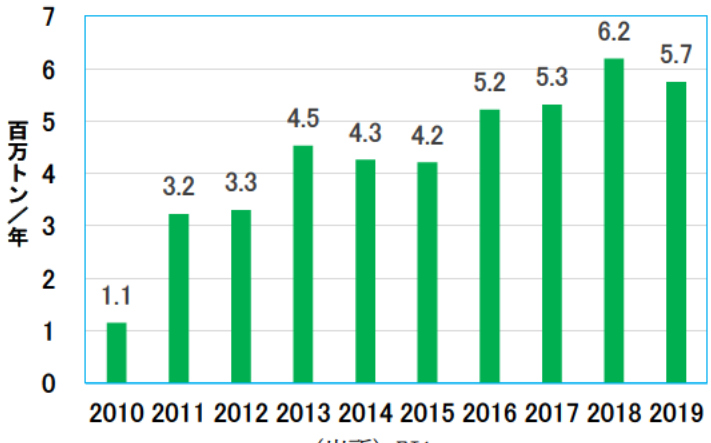
（3）　米国におけるバイオ由来ディーゼル燃料の生産、消費

・米国のバイオディーゼルの生産量

2019 年の EU バイオディーゼル燃料（BDF）の生産量は、14.3 百万トン/年、米国は EU に次ぐ 5.74 百万トン/年である。EU ではドイツがリードし、3 百万トン/年を超える。

図表 3.7.29 に、米国の BDF の生産量の推移を示す。

図表 3.7.29　米国の BDF 生産量推移



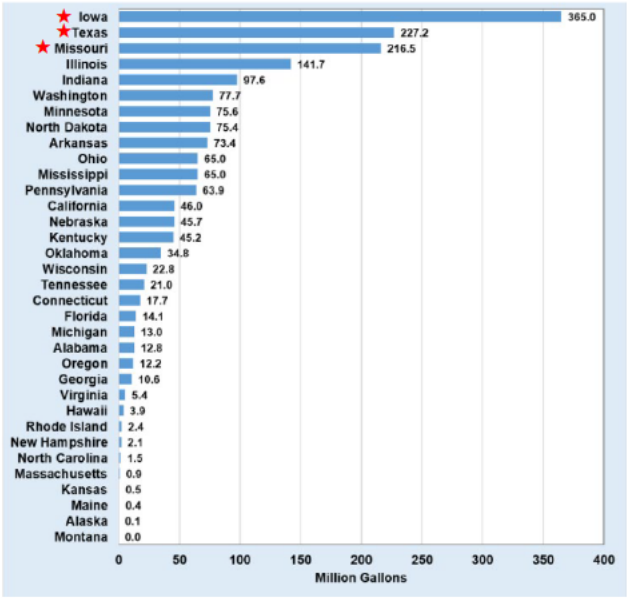
（出所）EIA

・米国の各州におけるバイオディーゼル生産と原料

－2018 年には、過去最高の合計 19 億ガロン（約 7.2 百万 KL：6.2 百万トン）の BDF（バイオディーゼル・フューエル）が 34 州で生産された。

アイオワ州が 3 億 6500 万ガロン（19%）でトップ、テキサス州が 2 億 2700 万ガロン、ミズーリ州が 2 億 1600 万ガロンと続いた（図表 3.7.30 参照）。

図表 3.7.30　米国各州のバイオディーゼル生産量（2018、2019 年）

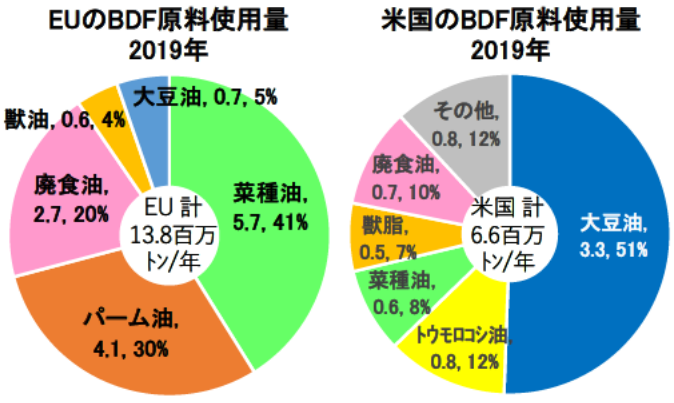


（出所）2020 年 8 月 25 日 Green Car Congress、EIA2020 年 5 月他

－米国の BDF の 2019 年の原料内訳

米国の BDF は 6.6 百万トンで、その半分の 3.3 百万トンが大豆である。トウモロコシ、菜種油、獣油、廃食油と続く。EU の 2019 年の BDF 原料は 13.8 百万トン、菜種油が主で 41%（5.7 百万トン）、パーム油 30%、廃食油 20%、獣油と続く（図表 3.7.31 参照）。

図表 3.7.31　EU および米国のバイオディーゼルの原料内訳

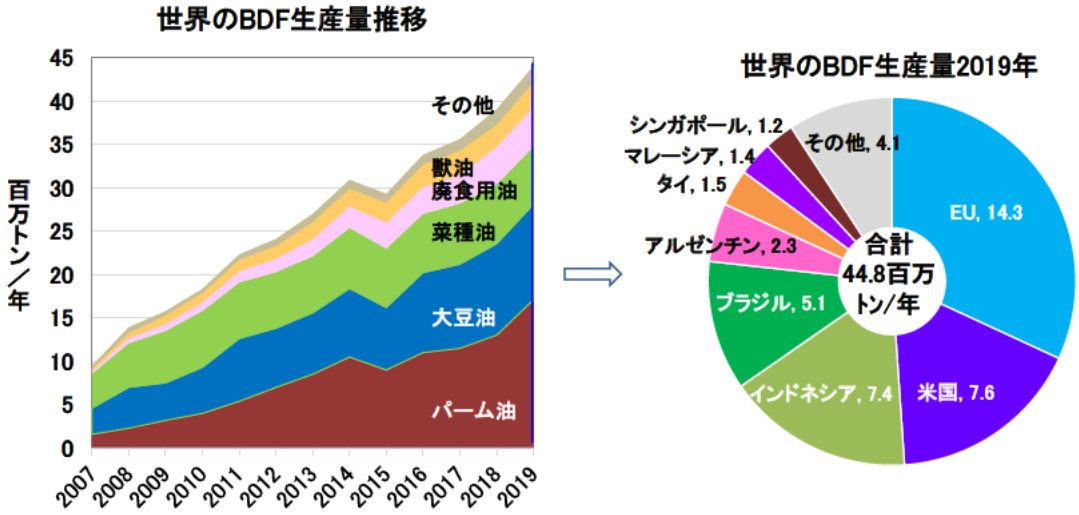


（出所）2020 年日本植物油協会、EIA を基に RING 作成

・世界の BDF 生産状況

バイオディーゼル(BDF) はパーム油、大豆油の増加と共に伸びている。国別では EU が 32%を占め、米国が 17%である（図表 3.7.32 参照)。

図表 3.7.32　世界の原料別バイオディーゼルの生産量推移、国別生産量 2019 年



（出所） 日本植物油協会

・米国のバイオディーゼル生産量は過去 2 年間で増加しているが、これは主に輸入バイオディーゼルが減少した一方で、バイオマスベースのディーゼルに対する RFS 目標が引き上げられたことによる。米国のバイオディーゼル生産量は 2016 年に 5.2 百万トンであったが、2017 年にはわずかに増加し、2018 年には更に増加して 6.2 百万トンを達成した。

・米国内におけるバイオディーゼルの消費

2018 年における消費量の内訳は、バイオディーゼル約 720 万 KL（124 千 BD)とこのほかに、再生可可能ディーゼルが約 340 万 KL（59 千 BD）消費されている。

米国は、バイオ由来ディーゼル燃料の生産、消費大国であり、バイオディーゼルの生産能力は 167 千 BD（2019 年 1 月）を有し、再生可能ディーゼルの生産能力も 5 万～6 万 BD は保有していると推定される。

－バイオディーゼルと再生可能ディーゼルは、共に様々な油脂、油脂、グリース（総称して FOGs:Fat,Oil and Grease）から製造される。

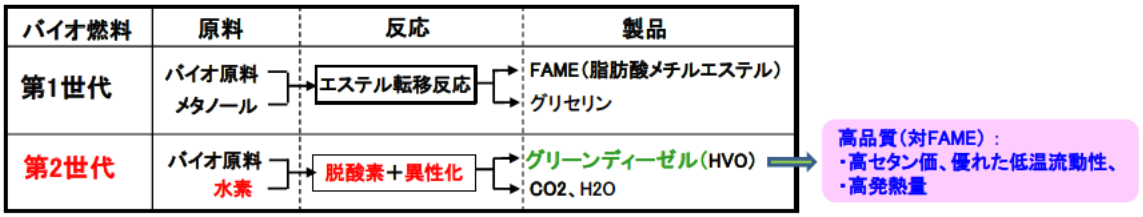
植物油が米国のバイオディーゼル生産の主な原料である。その他のバイオディーゼル生産の原料としては、加工工場から排出される動物性脂肪、レストランから排出される使用済み及びリサイクルされた食用油やイエローグリースなどがある。

他国では、菜種油、ヒマワリ油、パーム油がバイオディーゼル生産の主な原料である。 藻類もまた、バイオディーゼル生産の可能性のある原料である。藻類には浮力を維持するための脂肪ポケットがあり、この脂肪を集めてバイオディーゼルに加工することができる。

－バイオディーゼルは、アルキルエステルと呼ばれる化合物の混合物である。石油系ディーゼルと 5～20%（B5～B20）の割合で混合して使用されることが多い。一方、再生可能デ

ィーゼルは、石油ディーゼルと同じ炭化水素鎖で構成されており、既存のインフラやディーゼルエンジンでの使用のための仕様を満たしており、配合の制限を受けない。
製造コストは高くなるが、石油系燃料とほぼ同じで、エンジンや貯蔵・輸送などの既存インフラをそのまま使えるメリットがある。図表 3.7.33 に示すとおり、米国のバイオディーゼルは第 1 世代（FAME）を指し、再生可能ディーゼルは、FAME を水素化反応で、脱酸素、異性化したパラフィン系炭化水素で、グリーンディーゼルとも呼ばれる。FAME から水酸基やカルボキシル基などの含酸素構造をなくして炭化水素にしたもので、FAME のように酸素を含まないので低温流動性に優れており、石油留分燃料と同じで制約がない。

図表 3.7.33　バイオマスディーゼルの製造と性状の違い



（出所）2019 年度 RING 欧州調査報告書

－バイオディーゼルは、主に石油ディーゼルの添加剤として使用
バイオディーゼルは、石油留分ディーゼルに 2%(B2 と呼ばれる)、5%(B5)、20%(B20)の割合で添加(混合)される。
主にディーゼルエンジンに使用されるためバイオディーゼルと呼ばれている。純粋なバイオディーゼル(B100)も多くの用途に使用できる。石油系ディーゼル燃料のタンクや設備でも、バイオディーゼルを貯蔵して運搬することができる。バイオディーゼル混合物は暖房用の油としても使用できる。
－バイオディーゼルは、米国試験材料協会（ASTM）の仕様 ASTM D6751 に適合しており、石油留分ディーゼルとの混合が承認されている。
再生可能ディーゼルは石油ディーゼルの ASTM D975 規格に適合しており、石油ディーゼルと混合して使用する必要はない。どちらの燃料も、米国の再生可能燃料基準プログラムで要求されているバイオ燃料消費量にカウントできる。

・再生可能な炭化水素系バイオ燃料の種類には、以下のようなものがある。
再生可能ディーゼルとバイオディーゼルは同じ燃料ではない。再生可能ディーゼルは、水処理、ガス化、熱分解、その他の生化学技術や熱化学技術などの様々なプロセスを経て製造された炭化水素であり、石油系ディーゼルの ASTM D975 規格に適合している。
バイオディーゼルは、トランスエステル化により製造されるモノアルキルエステルである。バイオディーゼルは ASTM D6751 に適合しており、石油系ディーゼルとの混合が認可されている。

・再生可能ディーゼル
再生可能ディーゼルは、バイオマス由来の輸送用燃料で、ディーゼルエンジンでの使用に適している。米国では石油の ASTM D975 規格に、欧州では EN 590 規格に適合している。

米国で生産され、またアジアから輸入されている商用燃料である。米国では 5 つの工場が再生可能ディーゼルを生産しており、合計で年間約 4 億ガロン（26,000BPCD）の生産能力を持っている。既存の工場の拡張や新工場の建設により、今後数年で生産量が増加すると予想されている。米国エネルギー情報局（EIA）は再生可能ディーゼルの生産量を報告していないが、米国環境保護庁（EPA）は RFS の RIN データを報告しており、米国では 2019 年に 9 億ガロン以上が消費された。低炭素燃料基準の下での経済的メリットから、ほぼすべての国産および輸入再生可能ディーゼルがカリフォルニア州で使用されている。

・持続可能な航空燃料（SAF ： Sastainable Air Fuel）

SAF は、再生可能な資源に由来する燃料で、従来の燃料と比較してライフサイクルでの CO2 の正味排出量削減を可能にする。

SAF は、ASTM D7566 の定義により製造された非石油系合成ジェット燃料成分の用語であり、現在では一般的に使用されている。これらの燃料は、以前は再生可能ジェット燃料、代替ジェット燃料、再生可能航空燃料、代替航空燃料、航空バイオ燃料、バイオジェット燃料、あるいは持続可能な代替ジェット燃料などと呼ばれていた。SAF を従来のジェット燃料に配合すると、ASTM D1655 に適合し、既存の航空機やインフラでの使用が可能になる。SAF は市販されており、ユナイテッド航空が 2016 年からロサンゼルス国際空港で、2018 年からサンフランシスコ国際空港で使用している。ロサンゼルスでは国内の SAF 生産施設が 1 つ稼働しており、いくつかの施設が建設中または計画中である。EIA は SAF の生産量を報告していないが、EPA は RFS の RIN データを報告しており、米国では 2019 年に 240 万ガロンが消費された。

－現在、6 つの SAF「経路」または燃料カテゴリーが ASTM D7566 規格の下で承認されている。SAF はすべて、ASTM D1655 相当品として認定され、その後航空機で使用される前に、従来の航空タービン燃料とブレンドする必要がある。

－承認されている 6 つのパスウェイ（D7566 Annexes に記載）は以下の通りである（2020 年 6 月時点では 7 つ）。

・固体バイオマス資源（木材残渣など）を使用し FT 合成、水素化処理した合成パラフィン灯油燃料（FT-SPK: FT-Synthesized Paraffinic Kerosene）；最大混合量 50%。

・使用済み食用油、動物性油脂、藻類、植物性油（例：ツバキ）を原料としたエステルと脂肪酸の加水分解物から合成したパラフィン系灯油（HEFA-SPK）；最大混合量 50%。

・加水分解発酵糖(SIP)から合成したイソパラフィン燃料。以前は直接糖-炭化水素燃料(HFS-SIP)として知られていた。；最大混合量は 10%。

・固体バイオマス資源（例えば、木質残渣）を使用した芳香族を含む FT-SPK（FT-SPK/A）；最大混合量 50%。

・イソブタノールまたはエタノールから製造された Alchol to Jet の SPK 燃料(ATJ-SPK)；最大混合量 50%。

・油脂、油脂、グリース（CHJ）を原料とする触媒的水熱分解（または水熱液化）JET 燃料。

・IHI 等が開発した微細藻類ボツリオコッカスからの油脂を水素化処理した炭化水素燃料（2020 年 6 月に「ASTM D 7566 Annexe7 - HC-HEFA SPK」として承認）

・再生可能ガソリン

バイオガソリンまたは「グリーン」ガソリンとして知られる再生可能ガソリンは、内燃機関での使用に適したバイオマス由来の輸送用燃料である。米国では ASTM D4814、欧州では EN 228 に準拠している。

・メリット

再生可能な炭化水素系バイオ燃料には、以下のような多くの利点がある。

－エンジンやインフラとの互換性

再生可能な炭化水素バイオ燃料は、化学的に石油と同じであるため、既存のインフラやエンジンとの互換性の問題を最小限に抑えることができる。

－エネルギー安全保障の向上

再生可能炭化水素バイオ燃料は、様々な原料から国内で生産でき、米国のエネルギー安全保障の向上、雇用創出に貢献する。

－CO2 排出量の削減

再生可能炭化水素バイオ燃料の燃焼から放出される CO2 は、原料の成長によって捕捉される CO2 によってバランスされるため、従来の燃料と比較して温室効果ガスの排出量を削減することができる。

－フレキシビリティ

再生可能な炭化水素バイオ燃料は、従来のディーゼル、ジェット燃料、ガソリンの代替品であり、様々なフィードストックと生産技術からの複数の製品製造を可能にする。

・米国バイオディーゼルのインセンティブによる生産者マージン確保

－バイオディーゼルの歴史と政府のインセンティブ

石油系ディーゼル燃料が普及する前の 1897 年にディーゼルエンジンを発明したルドルフ・ディーゼルは、植物油（バイオディーゼル）を燃料として使用する実験を行っていた。2001 年まで、米国ではバイオディーゼルの消費量はわずかであった。それ以来、米国のバイオディーゼルの生産量と消費量は大幅に増加しているが、これは主に、再生可能燃料標準プログラムを含むバイオディーゼルの生産、販売、使用に対する政府の様々なインセンティブや要件が設定されたことによる。

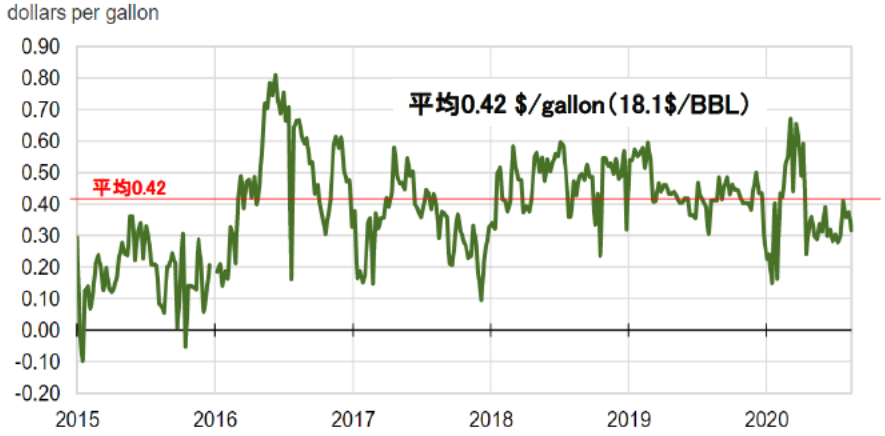
－バイオディーゼルは、米国ではエタノールに次いで 2 番目に消費量の多いバイオ燃料である。大幅な混合制限がないことと、バイオディーゼルの生産・混合に対するインセンティブの存在が、2020 年のバイオディーゼル需要をこれまで支えてきた。

バイオディーゼルの消費量は再生可能燃料基準を満たしており、カリフォルニア州の低炭素燃料基準（LCFS）の中では比較的良好な炭素強度スコアを得ている。

－2020 年 3 月から 5 月までのバイオディーゼル生産者のマージンは平均 0.43 ドル/ガロンで、前年同期の平均 0.44 ドル/ガロンよりもわずかに低い。

最近の 5 年間の平均 0.42 ドル/ガロン（113.6$／KL＝18.2$/BBL）よりもわずかに高い。EIA は、アイオワ州立農業農村開発センター（CARD）が提供する方法論に基づいてバイオディーゼルのマージンを概算しており、主要コストが大豆油に関連していると仮定したものである（図表 3.7.34 参照）。

図表 3.7.34　米国のバイオディーゼル生産者のマージン（2015 年 1 月－2020 年 8 月）



（出所）米国農務省のデータをもとに米国エネルギー情報局 EIA 作成

－2020 年 8 月 11 日に発表された最新の短期エネルギーアウトルック（STEO）では、EIA は 2020 年の米国のバイオディーゼル生産量が平均 11 万 BD となり、2019 年の平均よりも約 2%減少すると予測している。
米国の軽油需要の減少と再生可能ディーゼルの輸入シェアの増加が、バイオディーゼル生産量のわずかな減少の要因となっている。EIA は、バイオディーゼルのマージンはほぼ安定していると予想している。

・米国バイオディーゼルの需給バランスとバイオ由来ディーゼルの輸出入
－2019 年の米国バイオディーゼルの需給バランス
2019 年の米国の純粋なバイオディーゼル(B100)の生産量は 4,100 万 BBL（652 万 KL）、輸入量は 400 万 BBL（64 万 KL）、輸出量は 270 万 BBL（43 万 KL）、消費量は 4,300 万 BBL（684 万 KL）で、ほぼすべてが石油ディーゼルとブレンドして使用される。
－バイオディーゼルの輸入
バイオディーゼルと再生可能ディーゼルを含む米国のバイオマスベースディーゼルの輸入量は、2018 年には 2.2 万 BD となり、2017 年から 42%減少し 2016 年に設定された過去最高を 64%下回った。
近年、再生可能燃料基準（RFS）目標の引き上げがバイオマスベースのディーゼル需要を牽引しているが、輸入量は大幅に減少している。
その主な理由は、2016 年に米国のバイオマスベースディーゼルの総輸入量の 60%を占めたアルゼンチンとインドネシアからの外国産バイオディーゼルに課せられた米商務省（DOC）の輸入関税にある。
一方、再生可能ディーゼルは、ここ数年シンガポールからのみ輸入し、その量は 1.1 万 BD で、消費場所はすべてカリフォルニア州である。
－バイオマスベースディーゼルは一般的に石油系ディーゼルよりもコストが高いため、バイオマスベースディーゼルの消費は連邦政府と州の政策によって大きく左右される。連邦政府レベルでは、バイオマスベースのディーゼルは、米国環境保護庁（Environmental Protection Agency）の RFS プログラムの下、先進的なバイオ燃料として認定されており、再生可能な燃料を石油系燃料に混合することを義務付けている。バイオマス由来のディ

ーゼル燃料は、カリフォルニア州の低炭素燃料基準(LCFS)のクレジットを取得しており、温室効果ガスの削減効果が高いことから、LCFS の厳しい燃料基準を満たすために使用されるケースが増えている。

－2017 年 3 月に DOC がアンチダンピングと相殺関税調査を発表して以来、アルゼンチン産バイオディーゼル輸入量は 2016 年の 2.9 万 BD（0.46 万 KL）から 2017 年には 1.9 万 BD（0.3 万 KL）に減少し、2018 年にはゼロに落ち込んだ。インドネシアも 2018 年中、米国にバイオディーゼルを輸出していない。アルゼンチンとインドネシアからの輸入がなくなったことでカナダのバイオディーゼル量が 2018 年の米国輸入量の大半を占め、合計 0.5 万 BD となり、残りは欧州諸国からの輸入となった。全体として、2018 年の米国のバイオディーゼル輸入量は 11,000BD となり、2017 年の水準から 58%減少し、2016 年にマークした記録的な水準を 76%下回った。

－再生可能ディーゼルは、2015 年以降シンガポールからのみ輸入されており、2018 年には 11,000B/D に達している。

米国の再生可能ディーゼルはすべてカリフォルニア州に輸入されているが、再生可能ディーゼルは LCFS において承認された経路の中で最も炭素強度が低いものの 1 つであるため、LCFS 適合の可能性が高いと考えられている。米国の再生可能ディーゼルの総輸入量は過去 2 年間で減少しているが、これは主に、シンガポールの主要な再生可能ディーゼル生産施設の操業制約によるものである。

・バイオディーゼルの輸出

米国のバイオディーゼル輸出は 2018 年に 7,000B/D 近くに達し、2017 年比で 10%増加した。カナダは米国のバイオディーゼル輸出の 80%近くを占めており、その多くは米国の生産能力のほとんどが存在する中西部地域で生産されている。

米国とカナダのバイオディーゼルの貿易収支はほぼ同等である。カナダのバイオディーゼルは、税制優遇措置を受けて米国の再生可能燃料プログラムを満たすために定期的に米国に輸出されており、カナダのバイオディーゼル需要の不足分は米国のバイオディーゼルの輸入でまかなわれている。

・今後の展望、米国で生産量が増加の見通し

EIA は最新の短期エネルギー展望（STEO）において、輸入関税の継続により、2019 年まではバイオマスベースのディーゼル輸入量が同様に減少し、国内のバイオディーゼル生産量が増加すると予想している。

バイオマスベースディーゼルの純輸入量は 2018 年および 2019 年ともに約 2 万 BD と予測されているが、米国のバイオディーゼル生産量は 2019 年に 21%、2020 年に 10%増加して 15.6 万 BD の水準に達すると予測されている。

３．７．６　バイオ船舶燃料の生産、試験例

・ExxonMobil は海運会社 Stena Bulk との間で、同社初の船舶用バイオ燃料油の海上試験を成功裏に完了した。

－この海洋バイオ燃料油は、第二世代廃棄物ベースの脂肪酸メチルエステル FAME（ISCC 認証）で、硫黄分 0.50%の燃料（VLSFO）であり、今年後半にロッテルダムで供給され、そ

の後、広く ExxonMobil の港湾ネットワークで供給される予定である。

－今回の実証試験では、従来の船舶用燃料と比較して CO2 排出量を最大約 40%削減することが可能な海洋バイオ燃料が、対象船舶にそのまま使用できることが実証され、二酸化炭素排出量削減目標の達成に向けて大きな一歩を踏み出すことができた。

－国際海事機関（International Maritime Organization）が 2050 年までに国際海運における年間の温室効果ガス総排出量を削減するという目標にも対応している。

－海運業界は、バイオ燃料の温室効果ガス削減効果を認識しており、この燃料は世界的な硫黄分規制の要件を満たし、重要かつ広範な試験を受けている。

タンカーの大手運航者である Stena Bulk と共同で実施した海上試験は、ExxonMobil の評価・試用プロトコルの一環として実施されたもので、バイオ燃料の混合量を増やしても設備への悪影響がないことを実証するために実施された。

「近年、新しい船舶用燃料が市場に出回るようになり、信頼性が高く ISO に準拠した高品質の燃料に対するニーズはかつてないほど高まっている。」と、ExxonMobil の船舶用燃料マーケティングマネージャーは述べている。

「ExxonMobil の新しい船舶用バイオ燃料は、広範な試験を経てきているが、硫黄分規制に適合しており、また CO2 排出量削減に大きく貢献することができる。タンカー運航者はますます厳しい規制に直面し、顧客から GHG 排出量削減へのコミットメントを示すよう求められている。これは必要とされている低排出燃料を提供する上で重要な次のステップである」と同マネージャーは付け加えた。

・Stena Bulk の海上試験は、本船が商業運転中に実施された。この試験では、貯蔵、取り扱い、処理の評価が行われ、燃料はエンジンやその他の船内の装置で消費された。

Stena Bulk 社長兼 CEO は、「バイオ燃料は、船舶の温室効果ガス削減を加速する上で重要な役割を担っている。ExxonMobil のバイオ燃料開発は、低炭素燃料の幅広い商業利用に向けた重要な一歩である。この燃料は非常に優れた性能を発揮し、エンジンの改造や追加の操作を必要とせずに、技術的にも商業的にもシームレスに運用することができ、CO2 排出量の大幅な削減にも貢献している。」と述べた。ExxonMobil の海洋燃料テクニカルアドバイザーは、「この燃料は、高価な改造を必要とせずに代替することができ、単体の炭化水素燃料と比較して CO2 排出量を削減することができる。今回の試験では、OEM、船級協会、旗国との緊密な協力も行った。」と付け加えた。

３．７．７　再生可能天然ガスの生産

（１）　米国 Fortistar と Paloma Dairy、再生可能天然ガスプラントの建設開始

・米国の投資会社 Fortistar と畜産会社 Paloma Dairy は、再生可能天然ガスプラント（Sunoma Renewable Biofuel）の建設を開始した。天然ガス生産能力は、ガソリン換算約 6 千 KL/年で、大型（Class8）トラック向けに燃料を供給する。

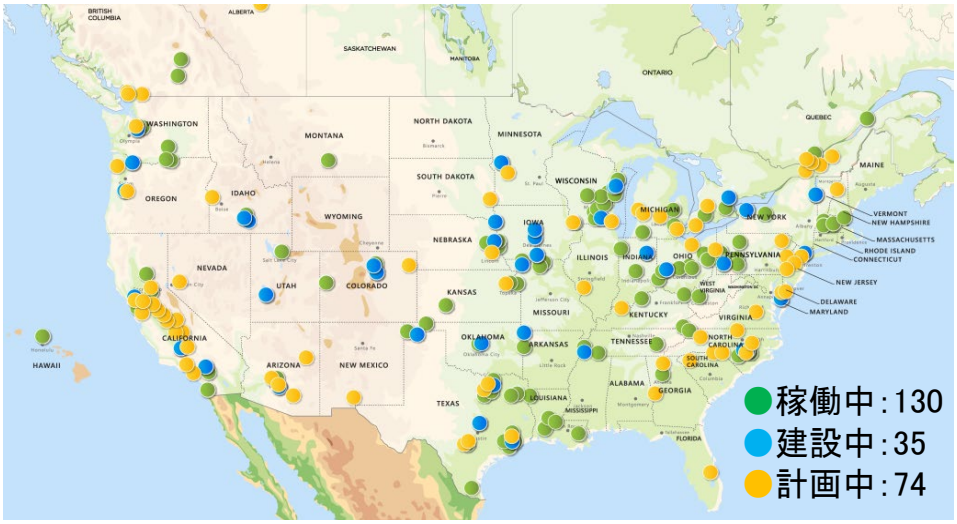
Fortistar は、12 の Renewable Natural Gas（RNG）プロジェクトを計画しており、Sunoma Renewable Biofuels Project は 3 番目に当たる。プロジェクトの総額は 500 百万ドル（約 53 億円）で、RNG の生産能力は合計で 120 百万ガロン（ガソリン換算≒454 千 kL）、2 百万トン/年の CO2 削減に貢献する。

（２） 再生可能天然ガス RNG（Renewable Natural Gas）

・RNG は、嫌気的に発生したバイオガスを精製したものを指す。一般的にバイオガス中のメタン濃度は 45～65%で、RNG として使用するためには窒素や酸素、水分、CO2 の他、VOC や H2S などの微量不純物を除去する必要がある。

2020 年 9 月現在、北米では 130 の RNG プラントが稼働中で、35 が建設中、74 が計画中である（図表 3.7.35 参照）。

図表 3.7.35　北米における RNG プラントの所在地



（出所）Coalition for Renewable Natural Gas、2020 年 9 月 10 日

・バイオガス源

現在、米国では、主に、以下の 4 つのバイオガス源がある。これらの施設では、嫌気性微生物によって有機物が分解されてバイオガスが発生する。

－一般廃棄物（Municipal Solid Waste＝MSW）の埋立地（埋立地ガス）

一般廃棄物の埋立地では、有機廃棄物の嫌気性分解によって、埋立地ガスが発生する。これらは通常、大気に放出されるが、回収してエネルギー源として活用することも可能である。

－排水処理施設（Water Resource Recovery Facilities＝WRRFs）

多くの排水処理施設では、スラッジ処理のために嫌気性処理（Anaerobic Digestion＝AD）を行っており、バイオガスは副生成物の一つである。通常、排水処理施設では、窒素や酸素濃度が極端に低く、メタン濃度が高いバイオガスを発生しており、RNG プロジェクトの候補として魅力的である。2017 年には、133 から 177 の排水処理施設が外部から食品廃棄物などを受け入れて、既存のインフラを活用して同時処理を行っている。

－牧場

牧場では、家畜糞を処理するのに嫌気性処理を行っている。また排水処理施設と同様に、約 100 の施設で外部から有機廃棄物を受け入れて処理を行っている。

－有機廃棄物処理施設

排水処理施設や牧場に隣接しない、独立した嫌気性処理装置は、米国の RNG 源として最も新しい。これらは、食品廃棄物を含む有機物を分解しバイオガスを発生する。2016 年に

は 44 の嫌気性処理装置で、9.2 百万トンの食品廃棄物が処理された。

・各々４つのバイオガス源からの RNG 回収から消費までのプロセスフローを図表 3.7.36 に示す。

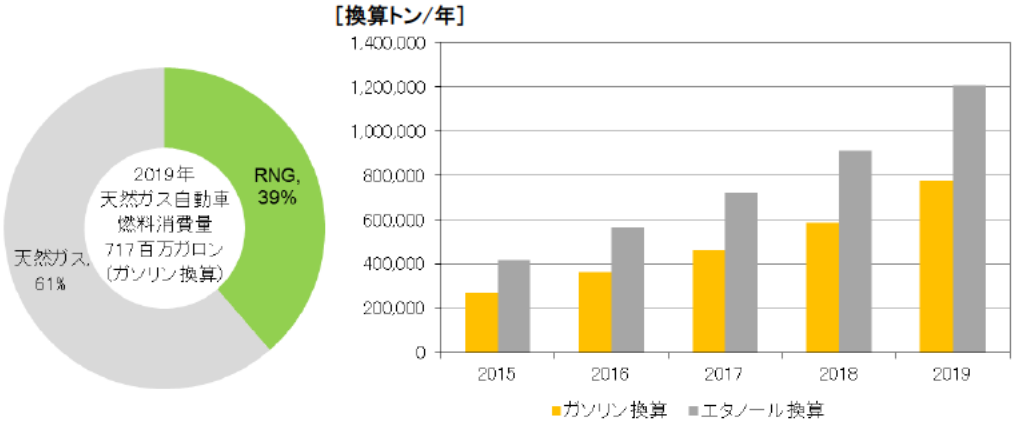
図表 3.7.36　バイオガス処理フロー

（出所）EPA,“An Overview of Renewable Natural Gas from Biogas”, 2020.7.10 を基に RING 作成

（３） RNG の消費量推移とガソリン消費に占める割合

・Natural Gas Vehicles for America（NGVAmerica）と Coalition for Renewable Natural Gas（RNG Coalition）によると、2019 年の天然ガス自動車の天然ガス消費量は 717 百万ガロン（ガソリン換算≒2,714 千 kL）であった。
そのうち 277 百万ガロン（ガソリン換算≒1,049 千 kL）は RNG で、天然ガス自動車燃料の 39%を RNG が占めた（図表 3.7.37 参照）。

図表 3.7.37　2019 年の天然ガス自動車消費内訳と RNG の消費量推移



※ガソリン密度：0.74 g/cm3、エタノール密度：0.789 g/cm3 として換算

（出所）Coalition for Renewable Natural Gas に基づいて RING 作成

・なお、ガソリン自動車（142,710 百万ガロン）対比では 0.5%で、まだまだ少量であるが、過去 5 年間で RNG の輸送用燃料としての消費は 291%増加し、7.5 百万トンの CO2 削減に貢献している。

３．７．８　廃プラリサイクルの動向

（１） 一般廃棄物およびプラスチック廃棄物の排出量の推移

・一般廃棄物

－2017 年の米国の一般廃棄物の総排出量は約 2 億 6,780 万トンと、1960 年の総排出量（8,810 万トン）から 3 倍超と増加してきた。その処理方法としては長らく埋立処分がとられてきたが、その割合が年々減少している。対照的にリサイクルおよび堆肥化の比率が増加傾向となっている。埋立処分等の総量は、1990 年の 1 億 4,530 万トンから 2017 年の 1 億 3,960 万トンへ 570 万トン削減されている。

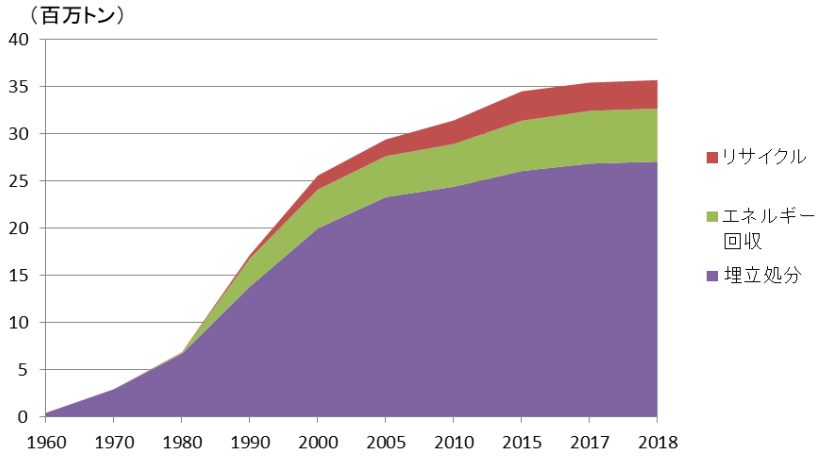
－リサイクルされた一般廃棄物の合計は、1990 年の 2,900 万トンから 2017 年の 6,720 万トンへと 3,920 万トン増加している。堆肥化についても 1990 年の 420 万トンから 2017 年には 2,700 万トンまで増加している。

－内訳を素材別に見ると、最も大きなシェアを占めるのが紙と板紙で全体の 25%を占めており、食品等が 15%、プラスチックが 13%、庭ごみが 13%を占めている。

－リサイクルされた 6,720 万トンの素材別内訳は、紙と板紙がリサイクルごみ全体の約 3 分の 2（66%）を占め、紙類以外では、金属（12%）、ガラス（5%）、木材（5%）、プラスチック（4%）、布地（4%）の順となっている。なお、堆肥化された 2,700 万トンの内訳は、庭ごみが約 90%、食品等が約 10% であった。

－素材別リサイクル率を見ると、紙類が 66%と突出して高い一方、プラスチックは 8%とガラス（27%）や金属（33%）等と比較してもリサイクル率が顕著に低く、その分埋立処分される割合が高くなっている。実際、廃プラスチックの処分方法について時系列で見ても、エネルギー回収やリサイクルが増えてきているものの、依然としてその 4 分の 3 が埋立処分が主である（図表 3.7.38 参照）。

図表 3.7.38　米国内の廃プラスチック処分方法の推移



（出所）EPA ウェブサイトから作成

（2）　米国における資源ごみの回収、埋め立て優先

・米国は世界最大の廃プラの輸出国で、自国内で埋め立てる量も約 2,630 万トンと日本の 40 倍超である。広大な国土や砂漠を持つことから、コストが安い埋め立てが選択されており、廃プラを資源として活用する動きが広がっていない。

米国における廃プラスチックのリサイクル率の低迷には、製品の材質ごとに選別・回収する必要があること、熱硬化性樹脂などリサイクルが困難な素材や汚れが付着してリサイ

クル工程に入れられない素材があること、米国では、割高なリサイクルコストと比較して、シェール革命の進行で新たなプラスチックがより安価かつ品質の高いものが供給されることが挙げられる。

・国土が広い米国では、多種多様な資源ごみをひとまとめで回収し、材料回収施設で選定機器を用いて分別・リサイクルする方式が一般的である。
廃プラの選別回収が、後工程の回収率及び効率を決めると言っても過言でないことから、どこの国においても、発生源における分別回収を強化している。
米国でも、化学業界大手を中心に選別回収の技術開発に取り組みはじめた。

（3） 連邦および州政府のプラスチック規制

・米国連邦レベルの規制
廃プラスチックの排出量増加に対して、連邦レベルでは包括的なプラスチック規制は無いが、特定のプラスチックの生産を禁止するものがある。その規制は 2015 年の「マイクロビーズ禁止水質法」である。マイクロビーズは、角質除去や研磨効果があるため、洗顔料や歯磨き粉、化粧品など、さまざまなトイレタリー製品に使用されているが、下水処理場で除去できず、湖や海にそのまま流出され、そのマイクロビーズを小魚や野生動物が誤飲して食物連鎖に影響を与える可能性が指摘されている。米国では 2017 年 7 月から同物質を含む歯磨き粉などの化粧品の生産が禁止され、2018 年 7 月からは州をまたいでの流通が禁止されている。

・廃プラスチックに対する州レベルの規制
－カリフォルニア州をはじめとする 8 州が、州全域における使い捨てプラスチック袋の法規制を成立させている（2019 年 11 月時点）。州より下位の郡や市町村のレベルでも、非常に多くの郡や市町村が、使い捨てプラスチック袋の規制に関する条例等を定めている。2019 年 10 月の報道によれば、そのような条例等は、少なくとも 125 の郡と 240 の市町村に存在するとされる。また飲食店等で提供されるプラスチック製のストローや容器についても州や郡や市町村において規制を加え始めている。地理的な特徴として太平洋側や北東部の州で広がっている。
－「禁止の禁止」の動き
州や自治体におけるプラスチック袋やストローなどのプラスチック規制に対抗して、州による郡や市町村等のプラスチック規制権限を無効化する「禁止の禁止」の真反対の動きもある。
2019 年 8 月時点で、16 州において、郡や市町村での独自のプラスチック規制を禁止する州法が可決され、成立している。具体的には、州域内において、プラスチック素材を含むバッグや容器包装等の使用や販売の規制、または有料化や課税を義務付ける条例、規則等の制定を禁止するものである。
その多くは、2016 年以降に制定された新しい州法であり、地理的には、中西部から南部にかけての州が多い。
－「禁止の禁止」の動きの背景には米国化学協会（ACC:American Chemistry Council）やアメリカン・プログレッシブ・バッグ・アライアンス（APBA:American Progressive Bag

Alliance）などのプラスチック産業界による後押しがある。
彼らによると、プラスチック規制はビジネスコストを引き上げると同時に、企業や消費者からプラスチックを選択する自由を奪うと主張している。
APBA は、プラスチック袋の規制について、廃棄物全体に占めるプラスチック袋の比率がごくわずかであり、またプラスチック袋は決して「使い捨て」されておらず、何度も再利用されており、そして薄くて軽いプラスチック製バッグの製造や輸送に必要な資源量やエネルギー量は、紙などの他の素材を用いたバッグよりも小さいと主張している。
これらの業界団体の後押しを受けて、今後「禁止の禁止」を法制化する州が増えていくかどうか注目する必要がある。
－なお、彼らも「プラスチック＝絶対善」を説いているわけではない。APBA もプラスチック袋の最大の問題点は、バイオプラスチックなどの製品と異なって、環境中に放出された場合に容易に分解されず、長期間にわたって残存し続けることであるという問題点を認識している。そして、プラスチック業界団体も独自にリサイクルに向けての取り組みを開始している。

（4） 業界団体および企業のプラスチックリサイクルの取り組み
・米国の化学業界団体である米国化学協会（American Chemistry Council）のプラスチック部門は、2018 年 5 月に以下の 3 つの目標を設定した。
－2040 年までに、100％のプラスチック製容器包装をリユース、リサイクル、またはエネルギー回収する。
－2030 年までに、100％のプラ製容器包装をリサイクル可能またはエネルギー回収可能にする。
－2020 年までに、米国化学協会に所属するプラスチック企業全ての米国製造工場は、Operation Clean Sweep-Blue（ゼロペレット・フレーク・パウダーを目指すキャンペーン）に参加する。2022 年までに、北米全土の製造工場が同キャンペーンに参加する。

・更に、米国化学協会は、プラスチック産業が安全かつクリーンなプラスチック製容器包装を目指すという将来ビジョンを提示し、目標達成に向けて以下の 6 項目を重視している。
－効率的に、リサイクル、リユースできる新製品の製造
－素材を回収、選別、リサイクル、リカバリーできる新技術とシステムの開発
－消費者が容易に参加できるリサイクル、リカバリープログラム
－回収、リユースできるプラスチックの種類の拡大
－最終市場を意識した製品ラインの整備
－使用済みプラスチックには価値があり、次の使用フェーズがあることを伝える意識啓発

・また米国のプラスチックリサイクル事業者の業界団体である米国プラスチックリサイクル事業者協会（The Association of Plastic Recyclers）は、プラスチックリサイクルを推進している。
－代表的な取り組みとして APR Recycling Demand Champion Campaign があり、消費済みプラスチックの需要を積極的に生み出すためにリサイクルを促す取り組みとなっている。同取り組みにはコカ・コーラ、ベリー、キャンベル、P&G などの企業が参画しており、2018

年には680万ポンドの消費済みプラスチックレジンをリサイクルしている。

－企業レベルでは飲料メーカー等が相次いで海洋ごみ削減に向けた施策を打ち出している。例えば、ペプシコは、2025年までにプラスチック容器の再生素材割合を25%（ペットボトルは 33%）とし、それら全てについてリサイクル、堆肥化、または生分解可能にするとしている。

－コカ・コーラも、2030 年までに、容器に使用する全てのペットボトルと缶の相当数を回収しリサイクルする。将来的に自社製品の容器を100%リサイクル可能とするため、植物由来の樹脂の開発、容器の軽量化に取り組む。食品大手のモンデリーズ・インターナショナルは 2025 年までに全ての包装をリサイクル可能な資材で製造するとしており、また2020年までに6万5,000トンの包装資材を削減する。

－P&G 社は世界一のシェアを持つシャンプー「ヘッド&ショルダーズ」と食器用洗剤「フェアリー」の限定ボトルにつき、原材料の10%以上に海洋に廃棄したプラスチックを使用したリサイクル可能なボトルをテラサイクルなどと共同開発する。

－ディズニー社は、2019 年半ばまでにプラスチック製ストローとマドラーを廃止し、2020年代前半においてディズニーホテル、船内のアメニティをリフィル可能なものに変更し、室内のプラスチック製品を 80%削減する。ただし、日本以外においてである。また、ポリスチレンカップの撤廃、プラスチック製袋の削減を宣言した。

－再使用の分野での新たなビジネスモデル創出という点で注目を集めているのが、P&G社とも提携しているテラサイクル社である。同社は廃棄物のリサイクルを手掛けており、ショッピングプラットフォーム「ループ（Loop)」を運営している。「ループ」は使い捨てプラスチック容器の代わりに再使用が可能なガラスや金属製で耐久性の高い専用容器を提供する。メーカーは専用容器に中身を入れ、テラサイクル社が「ループ」を通じて、オンラインで会員に販売・宅配する。再注文の際に使用済み容器を回収し、洗浄後にメーカーに戻し、再び中身を詰めてもらうという仕組みになっている。宅配料金は会員持ち、容器はデポジット制で、返却すれば会員に代金が戻る。

配送・回収は物流会社に、在庫管理は倉庫会社に、洗浄は専門会社に任せることで、さまざまな関係者を巻き込み、容器回収・洗浄という手間がなく、廃棄物も出ず地球環境に貢献してブランドイメージの向上につながる。「ループ」は 2019 年 5 月から米国東海岸や米国外で実証段階に入っている。

（5） 米国プラ軟包材リサイクル、初の実証例

・資源ごみから74%回収 屋根材などの用途見込む

プラスチック軟包装（FPP）の材料リサイクルを実証する米国初の試みが上々の成績をあげている。ダウなどの化学メーカーや大手食品・日用品メーカーが参加する研究プログラムMRFF（マテリアル・リカバリー・フォー・ザ・フューチャー）と地場リサイクル企業による共同プロジェクト。さまざまな資源ごみをひとまとめで回収している米国でも、適切な光学選別能力と周辺機器があれば、FPPを効率的に回収し再利用できる。

・MRFFは米リサイクル業者のJ・P・マスカロ＆サンズをパートナーに選定した。

2019 年に同社がペンシルベニア州バークス郡に有する総合リサイクル施設に特殊なごみ選別機器を導入し、公共住宅から廃棄されるFPPを対象に実証実験を開始した。

実証開始から1年の間に分別したFPPに混入する紙の割合を15%以下とする目標を達成

した。紙を分別する精度も向上。品質管理に必要な人員を削減し、既存のシステムとの統合も完了した。資源ごみに含まれる FPP のうち 74%を回収できた。90%とした目標には届いていないが、残りの実証期間中での改善が期待されている。
回収した FPP の用途開発にも着手。屋根材など建物の外壁製品で早期の実用化が見込まれている。パレットや鉄道の枕木など、木材が使われている分野で耐久性の高い代替品になる手応えも得た。コンシューマー製品への適用は時間がかかるとみられるものの、ブランドオーナーからの期待は高い。MRFF には、ダウ・ケミカルやライオンデルバセルをはじめ、シェブロンフィリップスケミカルといった化学企業のほかにも、P&G、ネスレ、ペプシコといった食品・日用品大手や、包材大手のアムコールなどが参加している。

３．７．９　水素社会に向けた取り組み

（１）　水素需要のポテンシャル推計と水素エネルギーシステム

・現在、米国の水素は石油精製等の副生などから生産されており、生産規模は 1,000 万トン（2015 年）と限定されている。日本は 2019 年で約 300 万トンである。
水素利用は石油精製に投入されることが主で、それ以外では用途展開はかなり狭い。例えば、米国内における水素を燃料とした機器の普及については緒に就いたばかりで、フォークリフトが中心となっている。
新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2019 年 6 月）によると、米国内での水素を燃料とするフォークリフトは 2.5 万台に達しているが、燃料電池バスは 30 台、燃料電池車は 6,600 台、これらを支える水素ステーションは 40 ヵ所設置されたにすぎない。

・米国における水素の需要ポテンシャルにかなりの余地がある。
Ruth et al.(2020)は、石油精製を中心に消費されていた水素は 2015 年時点では 1,000 万トンだが、今後、輸送用途などで同需要が拡大して 2050 年には輸送用途（燃料電池車・燃料電池ライトトラック 6,800 万台と関連水素需要 2,100 万トン、中大小型トラック 620 万台と同需要 800 万トン）を中心に、10 倍の 10,600 万トンまで需要が膨らむ可能性を示した（図表 3.7.39 参照）。

図表 3.7.39　米国の 2050 年水素需要ポテンシャル推計

Application	Serviceable Consumption Potential (MMT/yr)	2015 Market for On-Purpose H_2 (MMT/yr)[a]
Oil refining	7	6
Metals refining	12	0
Ammonia	4	3
Biofuels	9	0
Synthetic hydrocarbons	14	1
Natural gas supplementation	16	0
Seasonal energy storage for the electric grid	15	0
Industry and Storage Subtotal	**77**	**10**
Light-duty FCEVs	21	0
Medium- and heavy-duty FCEVs	8	0
Transportation Fuel Subtotal	**29**	**0**
Total	**106**	**10**

（出所）Ruth et al.,“The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United States” October 2020

・経済性を考慮した場合においても、現行の技術(天然ガスの水蒸気改質による水素供給)をベースとした参照シナリオ（2,200 万トン）から水電解コストが最低限まで引き下げられたシナリオ（4,100 万トン）まで需要が拡大すると試算している。

・Elgowainy et al（2020）は、2050 年の水素需要について水素価格を想定しながら　試算しており、水素燃料電池車・トラック(7,420 万台の保有台数と 2,900 万トンの水素需要)、天然ガスパイプラインへの注入（1,600 万トンの需要）など合わせると水素需要のトータルは 9,080 万トンに達すると見込んでいる。

・2019 年に米プラクスエアを統合し、売上高で業界首位になった Linde 社も「世界の水素の需要量は 2050 年に現在の 7～10 倍になる」と予想している（「2019 年度 RING 欧州調査団 Linde 社ミュンヘン訪問録」を参照）。

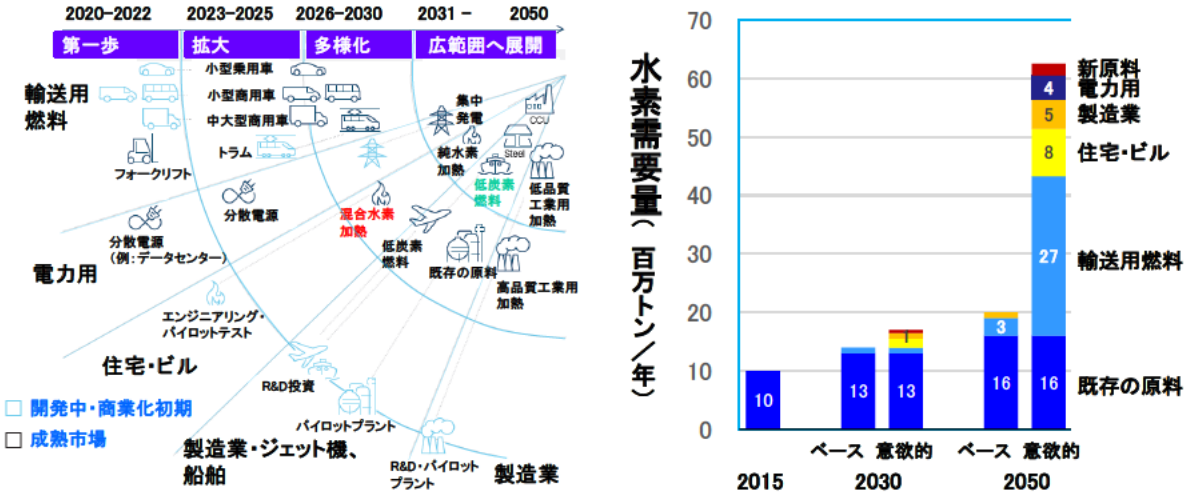
（２）　各種水素コンソーシアム

・日欧米でも水素社会実現に向けたロードマップのもと、各種コンソーシアムが組織されている。

CO2 を排出しない究極のエネルギーとして、米国でも主要な石油・ガス、電力、燃料水素会社（エア・リキード、ホンダ、アウディ、ベンツ、マイクロソフト、Shell、トヨタ、他 19 社・団体）が米国水素経済へのロードマップを構築、2050 年までの水素需要予測を掲げている（図表 3.7.40 参照）。

また、米国の水素需要量は、2015 年の 10 百万トン/年から、2050 年には 6 倍弱に増えるとしている。

図表 3.7.40　米国の水素需要予測と水素経済ロードマップ



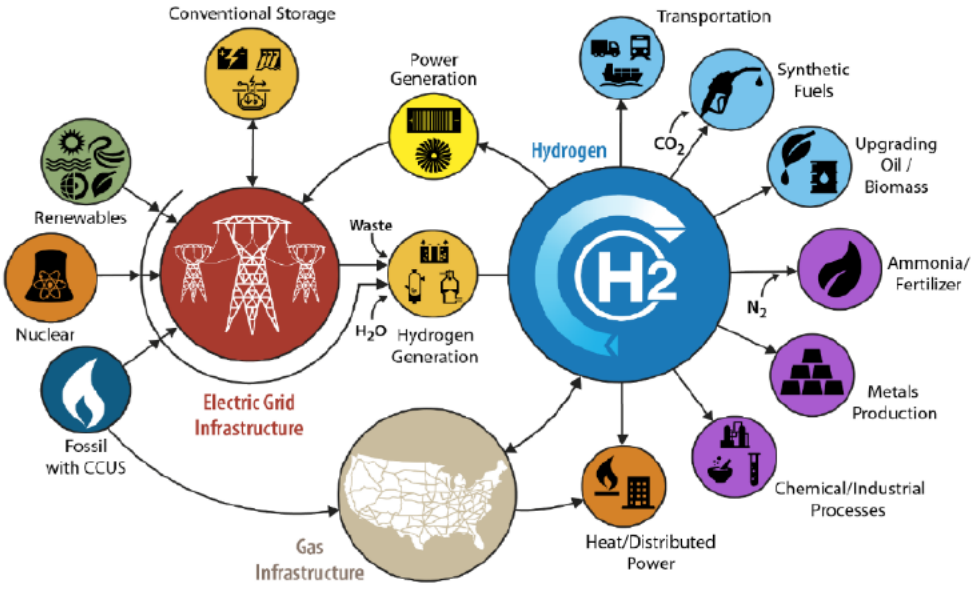
（出所）Road Map to a US Hydrogen Economy を基に、RING 作成

（3）　エネルギー省（DOE）による「水素プログラム計画」（2020 年 11 月）

・水素がエネルギーシステムの中に位置付けられて水素社会が構築されていくには、水素の生産から輸送、貯蔵、利用において要素技術などの研究開発を進めていく必要がある。

－米国ではエネルギー省（DOE:Department of Energy）が旗振り役となって研究開発を進めているが、水素社会の構築には 1 省庁だけが成し遂げられるものではなく、関係者を幅広く巻き込んでいく必要がある。このような問題意識から生まれたのが H2@Scale（Hydrogen at Scale）である（図表 3.7.41 参照）。水素の研究・開発・実証（RD&D）活動の戦略的枠組みを提供するために、2006 年の Hydrogen Posture Plan や 2011 年の DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Plan などの前バージョンを更新し、拡張したものである。

図表 3.7.41　水素イニシアチブ（H2@Scale）－ 指針となるフレームワーク



（出所）DOE

－「H2@Scale」は米国 DOE が中心となって水素生産、輸送、貯蔵、利用を推進する分野横断的なイニシアチブであり、水素をエネルギーシステムの中に位置付けるビジョンを提示する。経済の様々な分野における水素の手頃な価格での生産、輸送、貯蔵、利用を促進するための省庁間の協調的な取り組みであり、多様なエネルギー分野の関係者を巻き込んでいる。例えば、国立研究所と産業界は国家プロジェクトの中で協力しつつ、水素に関する基礎研究から応用開発までを推進している。また産業等の関係者は FCV、トラック・バス、公益事業、製鉄、自治体等まで広く含む。エネルギー効率化・再生可能エネルギー、化石エネルギー、原子力、電気、科学、および先進研究計画庁（Advanced Research Projects Agency-Energy）といった部門も参加している。計画は、水素プログラムの戦略的方向性を定め、水素研究開発に従事する DOE の技術的・計画的な複数年計画を補完する。

・プログラムでは、既存技術やその他の新技術が市場で競争力を持つために必要な技術的進歩に基づいて、水素と関連技術の目標を設定している。プログラムの包括的な技術目標を日本と比較すると図表 3.7.42 の通りである。

図表 3.7.42　米国水素プログラム目標と日本の目標比較

項目	米国（達成目標年不詳）	日本（2030年目標）
水素製造	2ドル/1kg（=19円/Nm3	30円/Nm3（プラント渡し）、20円/Nm3(将来）
輸送	2ドル/1kg（=19円/Nm3）	（液化コスト：6.0kWh/kg）
産業用・定置発電用アプリケーション	1ドル/1kg（=9.4円/Nm3）	なし
長距離大型トラック用燃料電池システムコスト	80ドル/kW（=8,400円/kW）	4,000円/kW（乗用車用燃料電池システム）
車載用水素貯蔵コスト（日本は設備コスト）	8ドル/kWh、（ =1,850円/kg ＠2.2kWh/kg）	10～20万円/ 5kg（= 20,000～40,000円/kg）
電解槽の設備コスト	300ドル/kW（=31,500円/kW）	50,000円/kW
定置型燃料電池システムコスト	900ドル/kW（=94,500円/kW）	300,000円/kW（2025年頃）

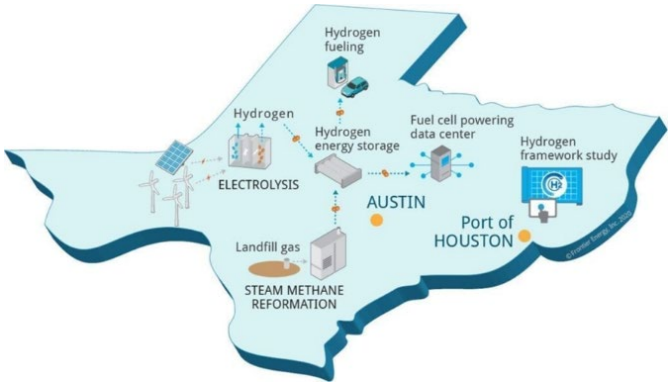
（出所）2020 年 11 月 13 日　GreenCarCongress 他データを基に RING 作成

－水素製造：2 ドル/1kg、－輸送：2 ドル/1kg
－産業用・定置発電用アプリケーション：1 ドル/1kg
－長距離大型トラック用燃料電池システムのコスト：80 ドル/kW（25,000 時間の耐久性）
－車載用水素貯蔵コスト：8 ドル/kWh、（2.2kWh/kg、1.7kWh/L）
－電解槽の設備コスト：300 ドル/kW（耐久性 8 万時間、システム効率 65%）
－燃料電池システムのコスト：900 ドル/kW（燃料柔軟性のある定置型高温燃料電池の場合は 4 万時間の耐久性）

（4） Frontier Energy、テキサス州で、3 年間で 1,080 万ドルのグリーン水素パイロットプロジェクトを開始

・カリフォルニア州サンラモンに本社を置き、イリノイ州に拠点を置く GTI Energy の子会社である Frontier Energy は、「H2@Scale in Texas and Beyond」と呼ばれるプロジェクトの開始した（図表 3.7.43 参照）。この取り組みは、DOE の水素・燃料電池技術局とエネルギー効率化・再生可能エネルギー局（EERE）の支援を受けている。

図表 3.7.43　「H2@Scale in Texas and Beyond」概略図



（出所）GTI Energy

・H2@Scale には、テキサス大学オースチン校（UT-Austin）とヒューストン港におけるものの 2 つの取り組みがある。
H2@Scale は、急速に拡大する水素燃料分野の研究開発を支援するために、ここ数ヶ月の間に発表された水素関連の活動のうちの最新のものである。

・エネルギーアナリストによると、水素は 2030 年までに米国で 1,300 億ドルのビジネスとなり、世界的には 1 兆ドル規模のビジネスに発展する可能性がある。最近の業界調査によると、水素プロジェクトはすでに世界で 50 万人以上の新規雇用を創出している。中国は、大型トラック用の水素燃料電池の開発費約 80 億ドルを含む、170 億ドルを水素技術に投資している。
ドイツは 6 月、新型コロナ 経済刺激策の一環として水素研究に 90 億ドルを投資する。
・テキサス州の 1,080 万ドルのプロジェクトは 3 年間の予定である。資金の半分は、水素の製造と利用がどのように電力網のレジリエンスを強化し、雇用創出を促進するかを実証することに充てられる。
・UT-Austin キャンパスでは、商業的規模での水素の製造、流通、貯蔵、利用の革新的インテグレーションを進めていく。プロジェクト遂行者によると、太陽光発電や風力発電による電気分解、ゴミ埋立地から発生する再生可能な天然ガスの改質を利用して、ゼロカーボン水素を生成する。再生可能水素のこれら二つの供給源を同じプロジェクトで利用するのは初めてのことである。
水素は、UT-Austin のテキサス先進計算センターに電力を供給する定置型燃料電池に供給され、トヨタ・ミライの FCV 用水素ステーションへも供給される。
・このプロジェクトは、DOE が今年 7 月に水素製造-貯蔵-輸送-利用促進支援に選定した 18 プロジェクト（2020 年度の支援総額約 6,400 万ドル）のうちの一つであり、OneH2、Texas Gas Service、SoCalGas、Toyota Motor North America、Shell、三菱重工業、Air Liquide、PowerCell Sweden AB などの企業も参加している。

（５） エアープロダクツ 水素生産を拡大 米メキシコ湾岸設備向け
・エアープロダクツは、米メキシコ湾岸で運営する世界最大の水素ネットワーク「湾岸水素パイプラインシステム」（GCP）への水素生産能力を拡大した（図表 3.7.44 参照）。

図表 3.7.44　「湾岸水素パイプラインシステム」(GCP)

(出所) Air Products

・米ルイジアナ州ガイスマーで新たに水蒸気メタン改質 (SMR) 設備を稼働させ、日量約 140 万立方メートルを追加した。新しい SMR はハンツマンからリースされた土地に位置し、合わせて生産される一酸化炭素と蒸気は同社に供給される。

・GCP は 2012 年に完成したもので、現在はテキサス州のヒューストン・シップチャンネルからルイジアナ州のニューオリンズまで敷設されている。今後、テキサス州テキサスシティーにも SMR を新設する。これが GCP に追加されると、24 の生産施設から日量約 4800 万立方メートル以上の水素が供給される。

・エアープロダクツは米カリフォルニア州、カナダのオンタリオ州、オランダのロッテルダムにも水素パイプラインを設置している。2012 年 10 月に Louisiana と Texas の Air Products 社のパイプラインシステムを結ぶ 290 km のパイプラインが完工し、総延長 965 km の Gulf Coast Hydrogen Pipeline and Network System (GCP) を構築した。22 か所の水素製造装置から 1,200 MMSCFD (≒33,980 kNm3/D) 以上の水素を供給する。

・2014 年 4 月には Norco, Louisiana の水素製造装置が新たに稼働し、水素供給能力は 1,400 MMSCFD (≒39,644 kNm3/D) 以上に増強した。
更に 2020 年 1 月には、Texas City、 Texas に SMR を建設することを表明した。
Texas City の SMR 完工後は、GCP の水素供給能力は 1,700 MMSCFD (≒48,139 kNm3/D) 以上となる計画である。

・エアバスは、2035 年までに就航する可能性のある世界初のゼロ・エミッション民間航空機の 3 つのコンセプトを明らかにした。これらのコンセプトはすべて水素を一次動力源としている (図表 3.7.45 参照)。

図表 3.7.45　エアバス、ゼロ・エミッションコンセプトの新型機

A.ターボファン設計（120～200 人乗り）

B.ターボプロップ型（最大 100 人乗り）　C.「混合翼胴体」デザイン（最大 200 人乗り）

（出所）エアバス社

・エアバス社 CEO は「2035 年までの就航を目指している。政府や産業界のパートナーの支援を得ることで、航空産業の持続可能な未来のために、再生可能エネルギーと水素化を実現する。」と述べている。

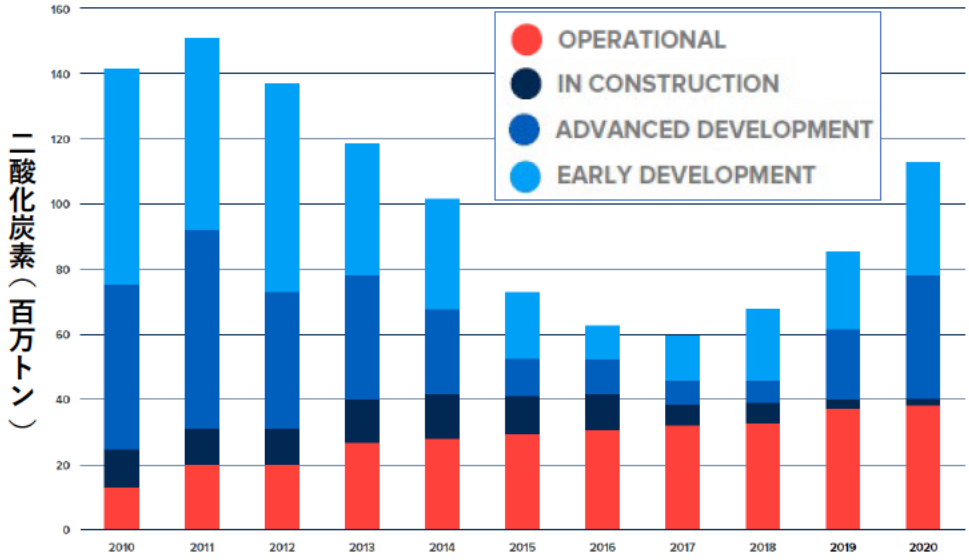
・これらの課題に取り組むためには、空港は、かなり大きな水素の輸送と補給のインフラを必要とする。また、この野心的な目標を達成するためには、技術研究開発、デジタル化、持続可能な燃料の使用を奨励するメカニズムの構築、旧型の航空機を退役させ環境に優しい航空機に早期に更新させるための資金援助など政府からの支援が鍵となる。

３．７．１０　CCUS の取り組み

（１）　世界の CCS 情勢

・国際的なシンクタンクである Global　CCSInstitute が発表した調査によると、稼働　中および開発中の炭素回収・貯留（CCS）施設の総容量は、前年比世界全体で 33%増加している（図表 3.7.46 参照）。

図表 3.7.46　運転中および開発中の商用 CCS 設備容量（2010 年～2020 年）



（出所）Global CCSInstitute

・国際エネルギー機関(IEA)は、報告書 CCUS in Clean Energy Transitions で、GHG 排出ネットゼロ達成には、CO2 回収・貯留利用（CCUS)が不可欠であると評価している。
これに対し、欧州の複数の政策立案者や非政府組織（NGO）はこれまで、CCS は実証されておらず、利用可能な技術ではなく、非現実的な期待であるとして、気候緩和手段としての CCS を排除すると言っている。
－特に、ドイツ、オーストリアはネガティブで、科学的根拠のない感情的な反対が多い。CCS で、これを有用な化学品に転換するような動きが顕著になると、反対意見は変わるのではないかと意見もある。

・2020 年には、欧州でも CCS に対する取組みと支持が高まった。ノルウェー政府は、Langskip プロジェクトへのゴーサインを発表した。英国の春季予算では CCS インフラへの資金が計上され、10 年間にいくつかのハブやクラスターを開発する。欧州の他の地域では、CCS プロジェクトの主要な資金源になると予想される EU の 100 億ユーロのイノベーション基金の第一次募集が 7 月に開始され、オランダの Porthos プロジェクトは 2021 年に最終的な投資決定を行う。

・アジア太平洋地域では、技術的な理解を深め、規制の枠組みを検討するために、各国と企業の地域連携がペースを上げており、特にオーストラリアと日本は国内政策と CCS 投資の面で進展を見せている。
政府や産業界のコストとリスクを低減するために、企業間で CO2 輸送・貯蔵インフラを共有する CCS ハブやクラスターは、今後数年で CCS の導入ブームを支えると予測されている。

・英国での CCS 投資は主にハブやクラスターの開発に向けて行われており、米国ではほぼすべての新規施設が共有貯留サイトにアクセスできるようになる。

・2020 年の世界 CCS 現状報告書要約

－世界には、開発の様々な段階にある商業的な CCS 施設が合計 65 カ所ある（図表 3.7.47 参照）。今世紀半ばまでに 100 倍以上に増加する必要があるだろう。
これは、ネットゼロエミッションの気候目標を達成するために CCS が、不可欠であることを示した IPCC の調査結果を反映している。

図表 3.7.47　世界の CCS 設備（研究開発中のものを含む）

（出所）Global CCSInstitute

－前出のとおり、CCS 施設のパイプラインは 3 年連続で成長を続けており、世界の回収・貯蔵能力は 3 年以内に 2 倍近くに増加し、2019 年からは 33%増加している。

－現在稼働中の 26 の商業用 CCS 施設で、年間約 4,000 万トンの CO2 が回収されている。

－既に、稼働中の CCS 施設の数が最も多い米国は、世界の CCS でリードを続けており、2020 年に世界でプロジェクト計画に追加された 17 の新しい商業施設のうち 12 を占める。

－米国は、強化された 45Q 法案*による税額控除やカリフォルニア州低炭素燃料基準など、世界で最も先進的な CCS 支援政策を実施している。

*45Q 法案：（2018 年成立）

CO2 隔離による税額控除の拡張のための法案（45Q 法案）

CO2-EOR/EGR および CO2 利用による税額控除を$10/トンから 2026 年までに$35/トン（＋インフレ調整）、CO2 地中貯留による税額控除を$20/トンから 2026 年までに$50/トン （＋インフレ調整）。

税額控除を申請できる期間は、施行開始以降で、CO2 回収設備の操業開始後 12 年間

（２） 米国 CCUS 普及に向けた官民の取り組みと見通し

・CCUS の取り組み

米国での二酸化炭素回収・有効利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）についてのプロジェクトや企業取り組みを図表 3.7.48 に示す。

図表 3.7.48　米国内での CCUS の取り組み

	プロジェクト(企業)名	設立・運用時期	目的(物)
CCS	Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly Val Verde Natural Gas Plants)	1972	EOR
	Enid Fertilizer	1982	EOR
	Shute Creek Gas Processing Plant	1986	EOR
	Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	2000	EOR
	Century Plant	2010	EOR
	Air Products Steam Methane Reformer	2013	EOR
	Coffeyville Gasification Plant	2013	EOR
	Lost Cabin Gas Plant	2013	EOR
★	Petra Nova Carbon Capture	2017	EOR
★	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage（CO2　ネガティブエミッション）	2017	帯水層貯留
CCU	Cellana	2009	藻類油
	Phytonix	2009	藻類油（バイオブタノール）
	Global Algae Innovations	2013	藻類油
	University of Kentucky Center for Applied Energy Research & Duke Energy	2013	バイオメタン(藻類)
	Empower Materials	2001	脂肪族ポリカーボネート
	Carbonfree Chemicals	2015	炭酸水素ナトリウム
	Solidia Technologies	2009	コンクリート
	Calera	2007	炭酸塩
	Blue Planet	2012	炭酸塩

（出所）Global CCS Institute, "CO2RE facilities Database"、坂本、旦、下田（2019）、各社ホームページから作成

－二酸化炭素回収・貯留（CCS: Carbon Capture and Storage)については CO2 排出 80 万トン以上の石炭火力発電所併設、もしくは同 40 万トン以上の他施設併設の大規模 CCS についてのみ示す。

天然ガス精製などで回収した CO2 の EOR（Enhanced Oil Recovery）が米国ではかなり前から採用されており、商業ベースで現在、10 事業が運用されている。

取り組み中のものはいくつかあるが、建設中のものとしてはテキサス州で The ZEROS project が進行中であり、20 年代後半には稼働予定となっている。

－CCU については CO2 を使って油分等を生成する微細藻類の栽培や、無機物に CO_2 を反応させて建築や土木分野で使用される製品への導入の動きが盛んである。欧州等と比較すると、CO2 を原料とした化学品生成の研究開発については目立った動きが少ない。

・CO2 ネガティブエミッションの取り組み

－産業部門で、鉄鋼や化学など CO_2 排出を将来においてゼロにすることが難しい業種があり、ネガティブエミッションを行って CO2 排出全体を差し引きゼロにすることが不可欠という認識が高まっている。

－ネガティブエミッションの技術

植林、植物残渣や堆肥による土壌炭素蓄積、バイオマスから生成したバイオ炭の土壌蓄積、バイオマス燃料燃焼の CO2 を回収貯留するバイオマス CCS（BECCS)、大気中から CO2 を回収貯留する直接空気回収（DACCS)、CO2 を吸収するケイ酸塩岩の風化促進と海洋投入による海洋アルカリ化、そして海洋の生物に CO2 を吸収させる海洋肥沃化がある。

－実用化の観点で注目されているのは、バイオマス CCS（BECCS）と直接空気回収（DACCS）

である。BECCS については、現在、世界で 5 つの BECCS プロジェクトが稼働しており、そのうち、4 つのプロジェクトが米国で実施されている。

中でも大規模プロジェクトとして Illinois Industrial Carbon Capture and Storage プロジェクトがある。Archer Daniels Midland 社によってイリノイ州 Decatur で実施されている。トウモロコシからエタノールを生産する際に生じる CO2 を分離・回収しており、回収能力は年間 100 万トンである。

－CO2 直接回収事業化（DACCS）

DACCS については、米国の石油メジャーが関心を持っており、2019 年 5 月には Occidental 社の子会社である OxyLow Carbon Ventures 社とカナダの Carbon Engineering 社は、年間 100 万トンの CO2 を直接回収する世界最大の DAC 施設を建設する。

－Occidental のベンチャーキャピタル部門である Oxy Low Carbon Ventures LLC は、カナダの Carbon Engineering が開発した DAC(Direct Air Capture)技術をライセンスするために持続可能性を重視するプライベート・エクイティ企業 Rusheen Capital Management LLC と新会社（1PointFive）を設立した。

そして、技術を事業化するために新会社「1 ポイントファイブ」を設立した。同社は、テキサス州のパーミアン盆地にある 100 エーカーの土地に施設を開発する。両社は共同声明の中で、年間最大 100 万トンの二酸化炭素を大気から回収することを目標としている。プラント設計の改善とコスト削減のための時間を確保することができるように、建設は 2022 年に開始される。同プロジェクトは市場での資金調達を模索することになる。

－テキサスの施設で捕獲された CO2 は地下に貯蔵され、EOR に使用される。

また、CO2 をプラスチックやコンクリートなどの低炭素製品を製造するための原料として使用することもできる。このプロジェクトは、CCS プロジェクトへの投資を促進するために設定された連邦税控除の恩恵を受ける。

－カナダの Carbon Engineering 社の DAC 技術

アルカリ水酸化物（KOH,CaOH)によって CO2 を吸収して固形物（CaCO3)を分離し、キルンで焙焼することで CO2 を回収するものである。

キルンでは、天然ガスを純酸素燃焼（窒素は含まれない）させ、天然ガスからの CO2 も含めて回収する。DAC 施設の立地先はパーミアンで、2021 年に着工し約 2 年以内に稼働する。回収した CO_2 は EOR に投入する。ExxonMobil 社は Global Thermostat 社と DAC 技術について共同研究開発を行う。

・なお、BECCS も DACCS も依然として課題を抱えている。BECCS についてはバイオマスの生産と CO2 貯留の観点から規模を拡大できるかどうか、DACCS については設備費だけでなく、運営費を引き下げられるか等の課題がある。

（3） その他米国の CCUS トピックス

・アメリカ国立標準技術研究所(NIST)の研究チームが効率的に CO2 を CO に転換できるプロセスを開発した。研究チームは高温条件を使用せず、アルミニウムナノパーティクルの局在表面プラズモンを利用して、室温で CO2/CO 転換に成功した。

・ExxonMobil、University of California, Berkeley、Lawrence Berkeley National Laboratory の研究チームが CO2 回収プロセス向け新規材料を開発。

・米国国立科学財団（NSF）は、CO2 から直接液体燃料を合成するプロセスの開発プロジェクトで Rice University 研究者に 200 万ドルを提供する。プロジェクトでは、CO2 捕集、ポリマー技術、DFT シミュレーション、固体電解質反応器などを組み合わせて利用する。
・米国の Boston College の研究チームが CO2 からメタノールを生産するプロセスを開発した。多孔質スポンジ状の金属-有機触媒を利用するプロセスで、CO2 からメタノールを低温条件で生産することができる。
・米国の National Renewable Energy Laboratory(NREL)、Chemical Catalysis for Bioenergy、Co-Optimization of Fuels & Engines の研究チームが再生可能・廃棄カーボンからサステナブルディーゼルを生産するプロセスを開発した。
・米国財務省は、CCS 事業についての減免ガイドラインを提示した。回収した CO2 を隔離する場合は 50 ドル/トン CO2、油田に再注入される場合は 35 ドル/トン CO2 トン当たり 35 ドルを税額減免する。

（4） 連邦政府の支援
・連邦、州政府から CCUS 促進のための支援が行われている。
CCS プロジェクトに対して DOE が建設支援を実施しており、Illinois Industrial CCS プロジェクトに対して建設費用全体の 2/3 超の 1.4 億ドル(≒146 億円)、Petra Nova Carbon Capture プロジェクトにも 1.9 億ドル（≒198 億円）を支出している。

・CCUS プロジェクトに対して税額控除を設けている。
－2018 年に「45Q (CO2 隔離による税額控除の拡張のための法案)」として成立しており、EOR 等の CCU が最大 35 ドル/トン、CCS が同 50 ドル/トンの税額控除を設けており、いずれも 2026 年まで続く。
－産業界の要望に沿ってこれまでの税額控除額をそれぞれ 10 ドル/トン、20 ドル/トン増額している。
－CO2-EOR を含む、貯留または利用された CO2 トンごとのクレジットが CO2 回収業者に提供され、納税義務を軽減できるようになっている。
「45Q」の CO_2 排出抑制効果について Nagabhushan D. and Thompson J (2019 年)によると、「45Q」によって化石燃料発電所に CCS の導入が進み、2030 年には 4,900 万トン/年の CO2 が貯留される(石炭火力からは 4,130 万トン/年、ガス火力からは 740 万トン/年)。また、再エネの普及と「45Q」による CCS の普及は競合関係にない。
－他にも、連邦政府が債務保証制度を設け、カリフォルニア州やテキサス州の州政府が更なる税制優遇を設けている。

（5） 米国 CCUS の見通し
・米国石油協会（API：American Petroleum Institute）は、2019 年 12 月に今後 25 年間の CCUS のロードマップを示している（図表 3.7.48 参照)。
－現在の CCUS における状況を踏まえて、今後 5～7 年間で CO2 が回収・貯留・利用される規模は累計で 6,000 万トンを見込んでいる。
CCUS 投資額は累計で 500 億ドル（≒5.2 兆円）に達し、関連パイプライン投資額は累計で 20 億ドルとなり、年間雇用数は 1 万人が創出される。これらの CCUS における CO2 投入規

模は米国石油産業が排出する CO2 の 10%に相当する。

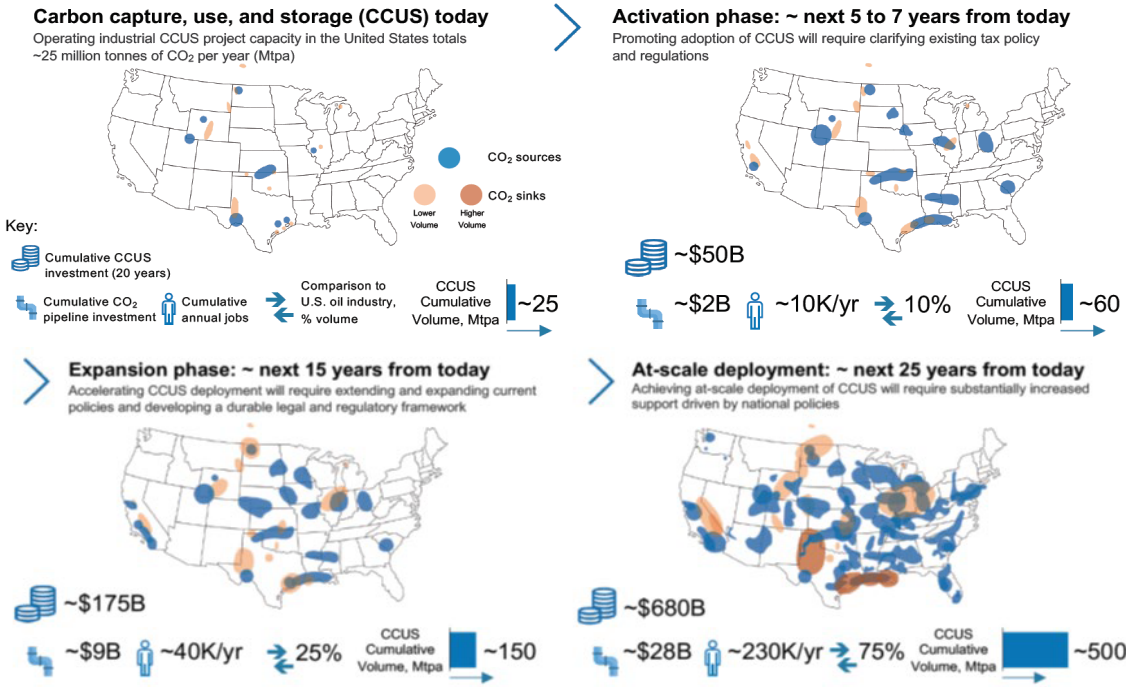
－今後 15 年間では CO2 が回収・貯留・利用される規模は累計で 1.5 億トンに達する。CCUS 投資額は累計で 1,750 億ドル、関連パイプライン投資額は累計で 90 億ドル、年間雇用創出数は 4 万人となる。これらの CCUS における CO2 規模は米国石油産業が排出する CO2 の 25%まで拡大する。

－今後 25 年間で CO2 が回収・貯留・利用される規模は累計で 5 億トンまで増大する。CCUS 投資額は累計で 6,800 億ドル（≒70 兆円）、パイプライン投資額は累計で 280 億ドル（≒3 兆円）となり、年間雇用数は 23 万人を創出する。CCUS における CO2 規模は米国石油産業が排出する CO2 の 75%まで達する。

・現状の CCUS について回収、輸送、利用において限られた技術しか利用できないが、研究開発を進めることで、幅広い CCUS 技術の実用化を図る。そのためには、新規、既存を問わず CCUS 技術の生産性引き上げやコスト引き下げが不可欠であり、そのための研究開発の実施と関連政策支援や規制導入が必要である。

ロードマップでは今後 20 年間の研究開発の取り組みで 10～30%程度の技術コスト引き下げ（ロードマップでは Notional Technology Cost としている）を見込んでいる。

図表 3.7.48　米国の CCUS ロードマップ



（出所）National Petroleum Council, "MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE" December 2019

3．8　米国シェール第２波、次世代対応調査結果の要約と考察

3．8．1　米国メジャー、シェール企業へのコロナ禍の悪影響

・コロナ禍で米国のメジャーの財政は危機的である。BP のように再生可能エネルギー事業へと脱炭素に舵を切ったところや、基本的には長期戦略は変えず、二面作戦をすすめる企

業が多い。しかし、コロナ禍を境に、低炭素化の機運の高まりと長期事業戦略の施策は加速する方向にある。

・もっと深刻なのは、今までシェール革命を支えてきた中流企業である。資金がコロナ禍で滞り、倒産、資産のたたき売りが行われている。もともと、原油価格の市況に直接影響を受けるシェール事業は大小様々なシェール事業者の入れ替わりが激しい。今回のコロナ禍は、マイナス原油価格を引き起こすほどの煽りを受けて、優良鉱区のパーミアンでさえも採掘投資が滞っている。潤沢な資金を有すメジャーは、優良鉱区を有す中流企業資産の買収に動き、米国のシェール産業は巨大メジャーに集約される方向である。

３．８．２　米国シェールの強靭さとアジア圏への輸出拡大

・シェール革命で世界最大の産油国になった米国は、国家予算に対するシェールのインパクトは少ないのに対し、原油収入に大きく依存するサウジアラビアとロシアは 40＄/BBL 以下では国家予算が立ちいかない。パーミアン優良鉱区は、減産しているが在来型に比べるとフレキシブルな生産調整が可能である。市況を見ながら、しばらく蓋を閉め、採算ラインが見えれば、直ちに増産体制に入れることも強みである。

・パーミアンの優良鉱区でも新規採掘には 51＄/BBL が採算ラインであるが、既設採掘の採算ラインは、40＄/BBL 前後であることから、当面は、シェール採掘田は少ないながらも、既存プラントと今後稼働する大型プラントの原料調達を間に合わせることはできる。

・米国の石化は今、2020 年代の新設「第２波」を発信している。コロナ禍による米国の内需減退で、既設の生産余力分は、海外への輸出で収益をつなぎ、2020 年に相次ぎ操業を開始する大型エタンクラッカーからのエチレンは、近隣諸国及び欧州に向かって流入することになる。

ただし、アジアのエチレン市況が 1,000$/トンに復活し、かつ米国が低迷しているような場合はアジア圏への輸出もあり得る。原油価格の低迷で、ナフサ価格も低下したが、それ以上にエチレン市況も低下した。特に、アジアの石化製品市況では、米国シェール由来製品の優位性が目立つ。米国シェール革命は、米国石油及び石油化学産業に非常に高いコスト競争力をもたらした。原油、天然ガス、LPG、NGL、エチレンをはじめとする石油化学製品等のハイドロカーボン製品は、世界トップの輸出量を塗り替えてきている。

・コロナ禍は、シェール革命が及ぼす世界へのインパクトを明らかにした。中長期的には、ESG 投資、ダイベストメントの波でシェールもその標的になっているが、世界の最大産油国になった米国の急速な減産は、一時的で、当分は米国内で余剰分は輸出される。米国の内需が減退すれば、近隣諸国だけでなく、物流コストを加味してもアジア圏に向けた輸出拡大が可能なコスト競争力を有す。

・米国エチレンがアジアに届く際は日本コンビナートからの輸出と競合することになるが、間接的な機会損失程度で、中国がエチレンとその誘導品で輸入を続ける限り、影響は限定的である。EPD 社のエチレン輸出能力は年 100 万トン程度とすれば、100 万トンのナフサ分解炉がアジア圏に新設された需給バランスと見做すと、日本の石化企業の商権は残る

と考えられる。

・米国のコロナ禍は、石油製品の需要構造の変化、揮発油の内需急減、軽油漸減という現象が顕在化した。米国と同じくガソリン生産比率の大きい日本においても、中期に向けて、ガソリンの内需減退に歯止めがかからない。製油所を整理する前の、中期的な観点で製油所の生産構造を中間留分生産型に転換する備えが必要である。これらの構造変化は、徐々に進行するから注視すべきである。そして、タイミングの良いフレキシブルな転換を実施する必要がある。

３．８．３　米国最大ミッドストリーム企業 EPD 社の順調な長期戦略

・コロナ禍、エンジニアリングコストの高騰等で、2020 年以降の大型エタンクラッカー建設計画が不透明になったとはいえ、EPD 社の長期事業戦略の詳細調査を通してみると、今後も定期的に新規案件が最終投資決定（FID）を通り順次具現化していく。2018 年以降のシェール第２波においても、これらの中流企業を介して、今後 10～20 年も米国が世界の石化市場の中心となるのは確実である。

EPD 社 Morgan‘s Point は、Ineos 社専用船、丸紅傭船の大型エチレン船によって、近隣諸国、欧州市場に向かって流入する前線基地となることが推測されるが、日本およびアジア圏への輸出は今のところ採算が厳しい。

３．８．４　シェール第２波によるアジア圏への石油、石油化学製品の流入と対応策

・石油コンビナートの対応策を以下にまとめる（図表 3.8.1 参照）

－石油精製サイトの対応策

今後のガソリン内需減退の進展、軽油生産比率の増加、重油ゼロ生産の方向を鑑みると、石油コンビナート適合、米国の割安な軽質原油の輸入は有効な選択肢である。

中東原油処理設計の日本の精製設備の一部を割安な米国シェールオイルと置き換えることによって、精製設備と需給ギャップを改善できる。

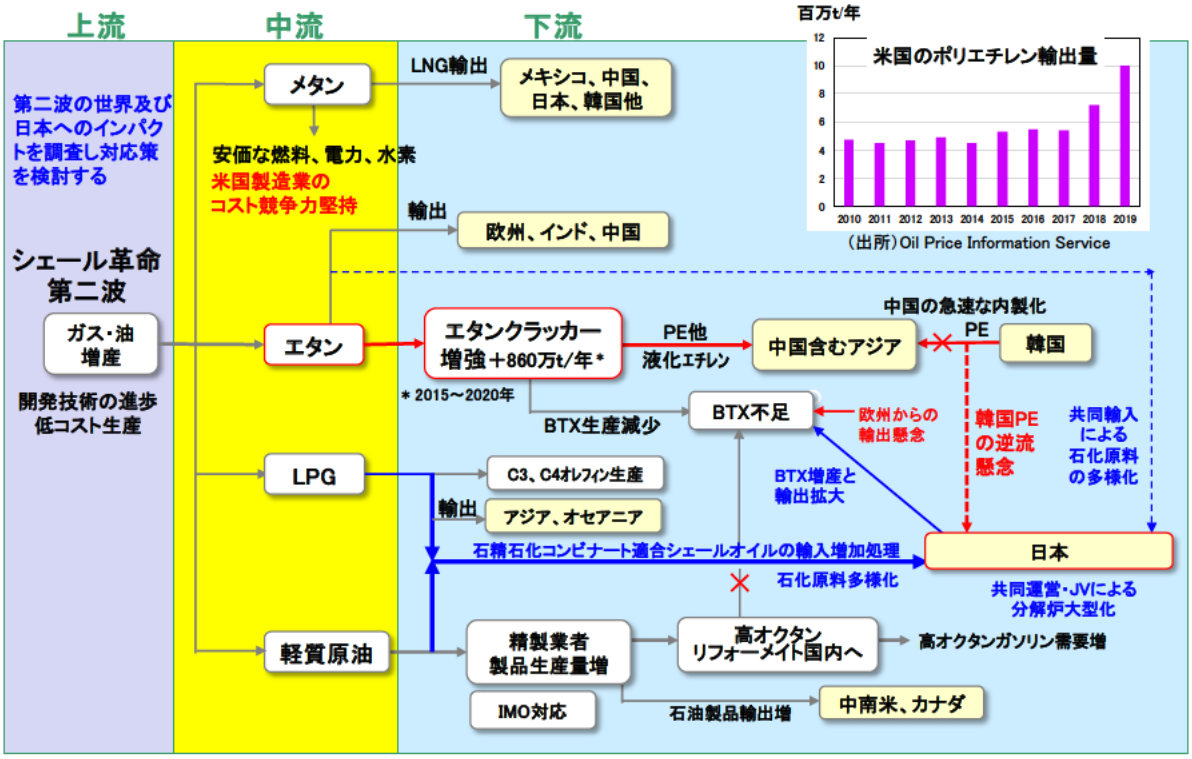
また、軽質原油処理に伴う精製ナフサ増産に合わせて、エチレンプラントへの高得率にエチレンを生産可能な原料として、適宜、ノルマル系ナフサを選択供給する。

石油精製では、パラキシ原料向きの HN を選択的に供給するきめ細かい対応が有効である。

－化学サイトの対応策

エチレン装置への原料の多様化は今後とも重要な課題である。原油価格が低下してナフサが安価になった状況下でも、更に安価な米国シェール由来の LPG、エタンの石化原料化の波は、中国、インド等のアジア圏新興工業団地の原料戦略の中核である。日本も同様に、米国シェール由来原料市況とアジアナフサ市況を照合しながら、きめ細かな割安原料の調達と多様化を推進していくことが有効で、小改造は必要である。

図表 3.8.1　シェール第 2 波の影響と日本の対応策



（出所）RING

－米国液体エチレンの輸出が始まっている。ただし、汎用ポリマーと同じく大型船でなければならない。受け入れ基地も限られる。また、米国東海岸から欧州への航海は 7 日間、メキシコ湾岸から欧州はその倍の 14 日間、メキシコ湾岸からアジアは 30 日間で、運賃は航海日数に大凡比例するのでアジア向けエチレンは楽な取引ではない。
大型船を投入する事で運賃を下げられるが、大型船・貨物を契約出来る顧客が限られる。したがって、機会的なビジネスになる。
ただし、アジア市場が 900～1,000$/トンに回復すると、米国のエチレン流入も機会的流入量も増える可能性が高い。石精との連携による原料多様化、最適なナフサフィードによるエチレン得率の最大化等の手段を駆使してコストダウンを図る必要がある。

３．８．５　低炭素、循環型社会に向けたコンビナートモデルの備え

・米国も自国の事情に合わせて、次世代脱炭素化対応を進めている。例えば、農業を背景に、欧州に次ぐバイオディーゼルと世界最大のバイオエタノール生産・消費国である。

・コロナ禍で採算が悪化した製油所のバイオリファイナリーへの転換などは、日本も参考にすべき点が多い。日本の石油・化学業界は、先進諸国に比して、低炭素化への取り組みが低いことが取り沙汰されている。コロナ禍で製油所統廃合に拍車がかかりつつあること、また、米国シェール由来エチレンのアジア圏への流入及び中国の急速な内製化を鑑みるとコンビナートの低炭素、循環型社会対応への転換モデルを備えておく必要がある。

４．海外石油コンビナートの設備戦略調査３－欧州石油コンビナート設備戦略調査

新型コロナ感染拡大で急落した世界経済立て直しのために、先進国をはじめとする各国政府では、経済復興に向けて大型緊急財政出動等、様々の政策が打ち出されている。
一方、コロナ禍中、パリ協定遵守のへの動きは加速し、特に欧州では、化石資源の脱炭素化に向けて、再生可能エネルギー、カーボンフリー水素、バイオ燃料、廃プラ再利用、カーボンリサイクル及びそれらの技術開発への投資は、次世代の新ビジネスとして加速している。2014 年時点では、気候変動はエネルギー政策にのみ紐づけられていたが、この 5 年で、EU における気候変動対策の捉え方が変わった。すなわち、新ビジネスとしての CO2 フリー製品群の供給力などが、新たな国際競争力として想定されつつあり、長期的な観点では、従来型の競争力強化延長では、淘汰されるリスクを内在している。
再生エネルギー資源にも乏しい日本では、カーボンリサイクル、循環型社会を見据えた新たなカーボンリサイクルコンビナート構築が必要になってくると考えられる。また、今後、短期的な経済・社会の復興と、持続可能性などの長期的な戦略をいかに統合するかが注目される。そこで、コロナ禍において急展開しつつある欧州コンビナートの次世代事業戦略及び関連先端技術調査と分析を行い、日本コンビナートの循環型・低炭素社会、カーボンリサイクルに向けた具体的検討に繋げる。

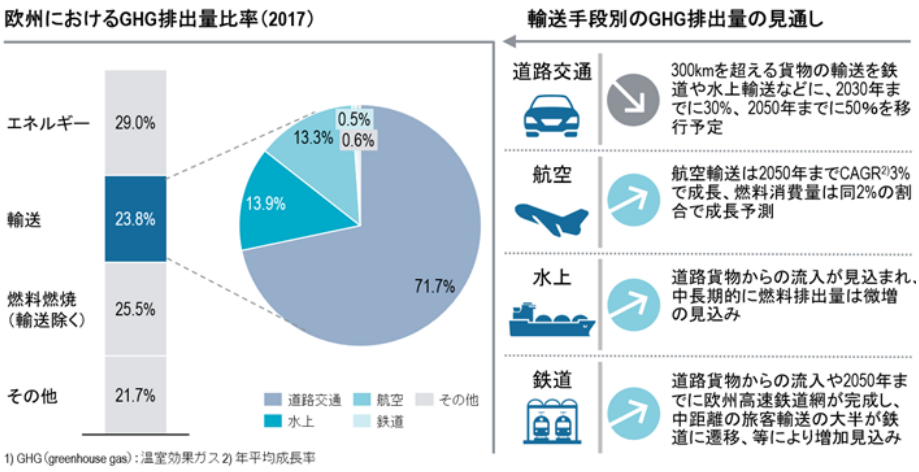
４．１ 2050 年パリ協定遵守に向けた分野別及び国別主要戦略

４．１．１　EU における、航空、海運他におけるバイオ燃料他次世代燃料化戦略

（１）　陸運、空運、海運別、GHG 排出量の展望と次世代戦略

2019 年の欧州環境庁のレポートによれば､欧州における､2017 年度の GHG 排出量のうち、23.8%が輸送によるもので、輸送手段別には、道路交通：71.7%、航空：13.3%、水上：13.9%、鉄道：0.5%を占めている。特に陸上輸送による影響が大きいことから、300km を超える貨物の輸送を鉄道や水上輸送などに、2030 年までに 30%、2050 年までに 50%を移行することが計画されている。この中で、航空輸送は 2050 年までに年率 3%で成長し、それに伴い燃料消費量も年率 2%で増加することが予想されている（図表 4.1.1 参照）。

図表 4.1.1　欧州における陸運、空運、海運別、GHG[1)]排出量の展望



（出所）ETIP Bioenergy, European Environment Agency, eurostat

このような背景の中、航空を含む運輸・交通部門でもグリーンディール政策では 2050 年までに 90%の GHG 排出量削減が求められている。また、RED Ⅱでは 2030 年までの輸送用燃料における再生エネルギー比率目標が規定されており、2030 年までに再生可能エネルギー比率を 14%と定められている。そのうち、食物由来のバイオ燃料の導入上限を 7%又は、2020 年水準＋1%（いずれか低い方）と設定し、先進型バイオ燃料については、導入下限を 2022 年に 0.2%、2025 年に 1%、 2030 年に 3.5%と段階的に引き上げる（図表 4.1.2 参照）。更に廃食用油、獣脂由来バイオ燃料については、導入上限を 1.7%に設定、間接的土地利用変化や土壌炭素ストック流出の懸念が高い食用作物由来のバイオ燃料(高 ILUC リスクバイオ燃料)は原則 2019 年消費量を上限とし、2023 年以降段階的廃止の予定である。

図表 4.1.2　RED Ⅱによって定められた輸送用バイオ燃料別の目標比率

	概要	目標比率
先進型バイオ燃料	一般廃棄物・家畜糞尿・酒粕・穀類の殻等の原料から生成されるバイオ燃料	導入下限を2022年に0.2%、2025年に1%、2030年に3.5%と段階的に引き上げ
廃食用油・獣脂由来	廃食用油／獣脂から生成されるバイオ燃料	導入上限を1.7%に設定
食物由来のバイオ燃料	未廃棄の食用作物等から生成されるバイオ燃料	導入上限を7%または2020年水準+1%のいずれか低い方に設定
高ILUC[1]リスクバイオ燃料	食物由来の中でも、間接的土地利用変化や土壌への炭素流出懸念が高いバイオ燃料	原則2019年消費量を上限に、2023年以降段階的廃止を進め、2030年には完全廃止

1) Indirect Land Use Change：間接的土地利用変化

（出所）European Commission

再生可能エネルギー指令（RED Ⅱ）が発表されるまでにも、脱炭素社会に向けた欧州内での戦略はこれまで多く発表されてきた。RED Ⅰとなる 2009 年の再生可能エネルギー指令以降、2011 年の Low Carbon Roadmap などの、部門に関わらず全体的な戦略や、Transport White paper や A European Strategy for Low Emission Mobility といった運輸・交通部門に特化した戦略、更に Clean Power for Transport -A European alternative fuel strategy などでは、運輸・交通部門の中でも特に代替燃料の在り方といった詳細論点について言及されている（図表 4.1.3 参照）。欧州内では、このようにパリ協定以前から脱炭素に向けた数値目標・戦略作りは積極的に行われてきており、高頻度でその目標値や達成手段などが見直されてきている。

図表 4.1.3　過去の EU における運輸・交通部門に関する戦略・取り組み

年	戦略名	運輸・交通部門に係る内容
2009	Renewable Energy Directive (RED)	2020年までに輸送用燃料の10%をバイオ燃料とする。また、EU内で販売されるすべてのバイオ燃料は、独自要件を満たす必要がある
2011	Low Carbon Economy Roadmap	GHG排出量を1990年比で2050年までに-54%~-67%（航空機含む、海運除く）
2011	Transport White Paper	GHG排出量を1990年比で2050年までに-60%、2030年までに2008年比で-20%。海運ではバンカー燃料を2005年比で2050年までに-40~-50%
2013	Clean Power for Transport –A European alternative fuel strategy	特に具体的な代替燃料に関して言及。航空機では液体バイオ燃料、鉄道ではLNG、電力、液体バイオ燃料、水素への移行、海運ではLPG、LNG、液体バイオ燃料が有望とし、水素は内陸海運での利用を推奨
2014	Climate and Energy Framework	2011年のLow Carbon Economy Roadmapなど過去の戦略をベースとして新たな具体的な数値目標は記載せず。代替燃料の開発はじめ、インフラも含めた環境/設備の整備の必要性に関して言及
2016	A European Strategy for Low Emission Mobility	パリ協定後初めて発表された運輸・交通部門に関する戦略。2011年のTransport White Paperの-60%目標に向け、代替燃料の開発/導入に関するインセンティブや補助の必要性などについて言及
2016	Clean Energy for All Europeans (EU Winter Package)	2009年の再エネ指令（RED）の改訂について提言。数値目標や代替燃料の要件の再検討などがされた
2018	Renewable Energy Directive (RED Ⅱ)	2016年のClean Energy for All Europeansを受けて、改定。2030年までの輸送用燃料における再生エネルギー比率目標が14%に変更

（出所）European Parliament Policy Department

（２）　「ReFuel EU Aviation イニシアチブ」

近年では RED Ⅱ及びパリ協定数値目標遵守に向け、運輸・交通部門における脱炭素化に向けた動きが加速してきており、2020 年には欧州委員会に持続可能な航空機燃料に関する規制などを検討・提言する主体として、「ReFuel EU Aviation イニシアチブ」が発足した。

・Refuel EU Aviation スキームは、バイオ燃料若しくは、e-fuel を使用して生産される持続可能な航空燃料（Sustainable Aviation Fuel -SAF）の需要及び供給を増やすため、関連する規制や枠組みを整備することを目的として、2020 年末までに本格始動する予定である。

・航空機による GHG 排出量は EU の総排出量の内 3%程を占めており、新型コロナウイルスの影響で 2020 年は便数も大きく減少したものの、今後 10 年間でフライト数は増加することが予測されている。

・現状、各航空会社は乗客キロ当たりの排出量を削減することを目的とした数値目標を遵守することで、GHG 排出量を削減することに努めているが、総排出量には上限が設けられていない。2050 年の GHG 排出量ネットゼロに向け、航空機セクターで重視されているのが持続可能な航空燃料（SAF）である。灯油に代わり、クリーンな代替燃料となるものを指す SAF だが、SAF に関する委員会によれば、「EU での SAF の生産及び使用はごくわずかだが、電気航空機や水素動力航空機など新航空機技術は今後数十年で商用利用できるほど成熟するとは予想できない。やはり、高度なバイオ燃料の利用が航空輸送における GHG 排出量削減に最も有効な手立てとなるだろう。」としている。

2020 年 8 月から 10 月の間、年末からの本格始動に向け、Refuel EU イニシアチブは業界関係各社からのフィードバックや提言を受け付けており、様々な業界団体や石油・石油化学メジャーから本イニシアチブに対するフィードバックが集まっている。
以下に、その代表的なフィードバック内容を要約する。

・フィンランドNeste

Neste は、2050 年のカーボンニュートラルを目指すグリーンディールを支持し、ReFuel EU Aviation による制作枠組み及び規制の整備が行われることを歓迎する。ReFuel EU には、投資家や燃料生産者が SAF の開発に投資する、又は各航空会社が効率的な燃料政策を整えるのに必要な、十分な期間を有する政策枠組みの整備を期待する。持続可能なジェット燃料の活用にあたり、最も大きな課題と認識しているのは、SAF と従来のジェット燃料との価格差である。それに加え、Power-to-Liquid のみならず RED Ⅱ に基づく全ての持続可能な原料ベースを確保する必要がある。グローバルではすでに SAF の開発・生産は開始されており、Neste も生産者として 100kt/a の SAF 生産能力を欧州に有している。更に、シンガポールでも継続的に投資をしており、2022 年にはこれに 1Mt/a が追加される予定である。各社が SAF の生産を進め始めていることも考慮し、価格差や原料の確保などの課題を解決するために必要な規制が迅速に整備されることを望んでいる。

・フランス Total

TOTAL は、欧州委員会の新たなイニシアチブを歓迎し、欧州委員会の取り組みを促進及び支援するためのワークショップ又は協議に参加する用意がある。現状のままでの SAF の使用量は、化石燃料との生産コストのギャップが大きいために大きく制限されてしまっている。例えば、植物油や使用済み調理油などの原料を使用して SAF を生産する場合、原油価格が 1 バレルあたり 50 ドルの環境下では、コストは少なくとも 3 倍高く、最大 10 倍になってしまう。この重要な課題があることを認識した上で、Total は、その他 SAF の利用拡大の障壁となっている課題に関する当イニシアチブの以下コメントに同意する。

－限られた原料供給量

－SAF の承認方法はリードタイムが長く、経済的にもハードルが高い

－ロジスティクスなどとの統合を行う必要性

－SAF に関する規制の枠組みが現状無いこと

－これに加え、Total としては、航空会社及びすべての関連プレイヤーが平等な機会を有することができるよう、全ての EU 加盟国が足並みを揃えた共通の政策枠組みを用意することが重要だと考えていることを強調したい。

・Fuels Europe

Fuels Europe は、グリーンディールを支持し、EU 機関や加盟国及び業界関係者と協力しながらカーボンニュートラル達成に不可欠な政策の枠組み作成を支援する。Fuels Europe の Vision2050 では、いくつかの主要なテクノロジーにより、低炭素液体燃料を欧州に広く導入し、気候、経済及び欧州委員会の 2050 年目標に貢献することができると考えている。ただし、そのためには基盤となる規制措置が必要である。そしてその規制及び持続可能な航空機燃料に関する政策を実施する場合、加盟国それぞれの政策との調和も考慮しつつ、市場のプレイヤーが平等な条件に基づいて活動できる政策である必要がある。また、イニシアチブの政策評価においては、適切な原料及び入手経路の可能性を最大化しつつ、安定した持続可能性基準を用意し、投資家のリスクをどのように軽減できるかの検討を行ってほしい。持続可能性の基準は、欧州内で清算される SAF のみでなく、輸入品にも適用することも検討すべきだ。イニシアチブには、「再生可能エネルギー指令」や「燃料品質指令」などの他政策や各国の法律と整合性のとられた規制及び政策整備を行ってほしい。

このように、航空機向けのバイオ燃料や e-fuel 使用に関しては、新たな規制及び政策枠組みを導入すべく、欧州では 2050 年に向けて準備が進められている。

また、航空業界はじめ、水上輸送や鉄道業界においても、主要プレイヤーは大手石油メジャーと提携するなどして環境対応燃料への切り替えを図っている（図表 4.1.4 参照）。

図表 4.1.4　欧州における陸運、空運、海運別、環境対応燃料に関する取組事例

	KLM Airlines	CMA CGM Group	Deutsche Bahn
本拠所在国	オランダ	フランス	ドイツ
輸送手段	航空輸送	水上輸送	鉄道輸送
環境対応燃料	廃食用油由来のバイオ燃料と航空機用燃料をブレンドしたバイオジェット燃料	廃食用油由来のバイオ燃料20%と低硫黄燃料油80%をブレンドした燃料	炭素を含まないエコディーゼル燃料
取組詳細	> 化石燃料に比べ、最大80%のGHG[1]削減が可能 > バイオジェット燃料は、フィンランドの燃料会社であるNeste社から購入	> 低硫黄燃料油に比べ、GHGを80%削減可能 > バイオ燃料は、イギリスの燃料会社であるShell社から購入	> GHG排出量を90%削減できるエコディーゼル燃料で走る列車の試験を開始 > 2050年までにディーゼルを段階的に廃止 > また、2038年までに、100%再生可能エネルギーとする目標

1) GHG (greenhouse gas)：温室効果ガス

（出所）各社プレスリリース

４．１．２　欧州水素バックボーン構想及びドイツ水素国家戦略

（１）　欧州水素バックボーン構想

2020 年 7 月に、欧州の主要ガス輸送企業 10 社と、再生可能エネルギー業界団体により構成されるコンソーシアム「Gas for climate」が「European Hydrogen Backbone(EHB)」という欧州の水素パイプラインネットワーク構想を発表した。

・Gas for Climate グループは、ヨーロッパの主要なガス輸送会社 10 社 Enagás(西)、Energinet(デンマーク)、Fluxys Belgium(ベルギー)、Gasunie(オランダ)、GRTgaz(仏)、ONTRAS(独)、OGE(独)、Snam(伊)、Swedegas(スウェーデン)、Terega(仏)と 2 つの再生可能ガス産業協会 European BiogasAssociation と ConsorzioItaliano Biogas で構成されるコンソーシアムである。

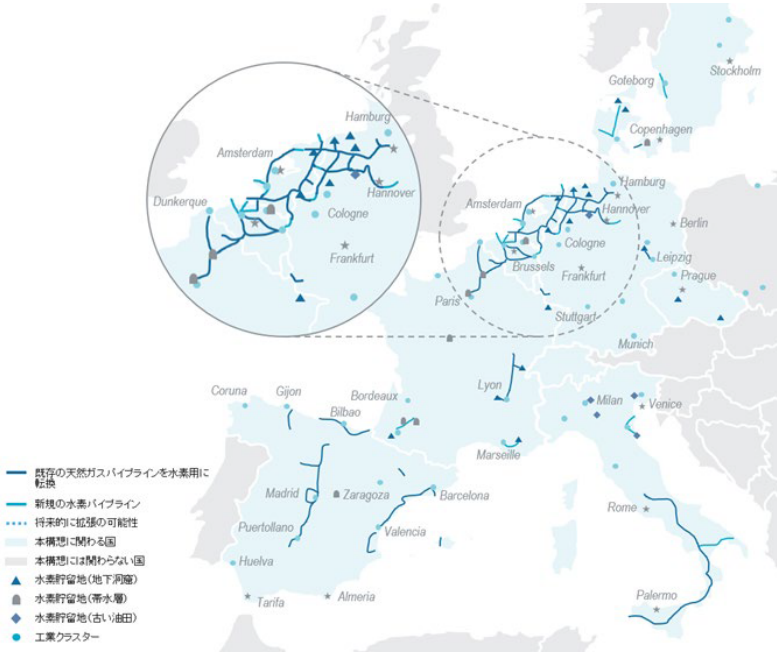
・発表された EHB 構想では、2040 年の目標水素製造量に対して、約 23,000 km もの水素供給パイプラインが必要となるとしており、水素供給のためのインフラ整備に要するコストが過剰になる可能性を考え、2030 年、2035 年、2040 年と段階的なパイプラインの姿を描いている。

・構想では、2020 年代半ばから開発を開始し、2030 年までにドイツ・オランダを中心とした約 6,800 km の初期パイプライン網を構築、2035 年までに欧州内陸部の消費者とデンマークのオフショア風力発電所・フランス南部の太陽光発電所・風力発電所等、再生可能エネルギー由来の電力が豊富でグリーン水素資源ポテンシャルを有する地域を結ぶネットワークに拡大する予定である（図表 4.1.5 参照）。そして 2040 年までに 23,000 km の水

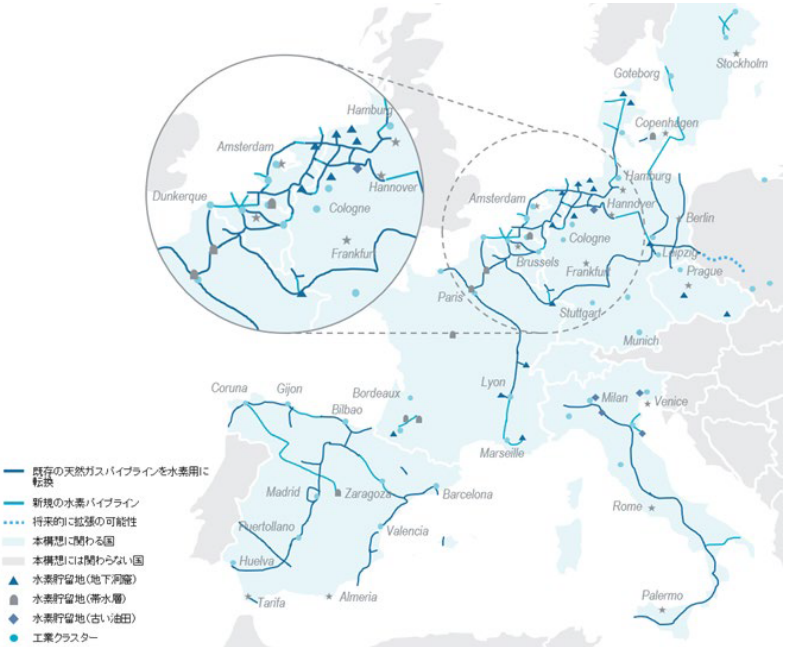
素供給網を構築し、北海、ウクライナ、ギリシャ、北アフリカに加えてロシアからの輸入ルートと接続することを目標としている。

図表 4.1.5　2030 年、2035 時点での水素供給網の構想

2030 年時点での水素供給網の構想



2035 年時点での水素供給網の構想



（出所）European Hydrogen Backbone initiative 2020

・EHB 構想では、2040　年までに、欧州における天然ガスパイプライン網での天然ガス輸送量は大幅に減少し、今日の半分程度の輸送量となることを想定しており、既存の天然ガス

パイプラインを転用することで、パイプラインを新設する場合の 10～25%のコストで収めることが可能という試算結果を発表している（図表 4.1.6 参照）。
欧州各国天然ガス主要会社は契約終了時期に応じて、パイプラインを順次水素用に転用していく予定である（図表 4.1.7 参照）。

図表 4.1.6　欧州水素バックボーン構想の全体像

図表 4.1.7 天然ガス主要各社の水素転用構想

国	企業	天然ガスの長期契約	パイプラインのアベイラビリティ	水素パイプライン構築時期
	enagas	> 長期契約はあるもののEHBには影響せず	> 天然ガスの需要次第 > 2040年代から北アフリカから水素を輸送する可能性をレポート内で示す	中
	FLUXYS		> 北西部では早期に水素パイプラインへの転用が見込まれる	早
	GRTgaz		> 天然ガスの需要次第	中
	OGE / ontras		> 天然ガスの需要次第	中
	snam		> 天然ガスの需要次第	中
	TERÉGA		> 天然ガスの需要次第	中
	SWEDEGAS	> 長期契約なし	> 水素用パイプラインを新設	遅
	gasunie		> グローニンゲン鉱区からの天然ガス生産量が減少しているため水素輸送へ転用可能	早
	ENERGINET	> デンマーク内の長期契約はEHBに影響せず > デンマーク経由でポーランドに運ぶ契約は2038年に満了	> デンマークードイツ間の二重管はどちらかを水素輸送に転用可能 > デンマーク国内のパイプラインは天然ガスの需要次第	中
	NET4GAS	> 複数の長期契約が存在し2034年・2039年に満了	> 2030年まで既存パイプラインを水素に転用する余裕はなし	遅

（出所）European Hydrogen Backbone initiative 2020

（２）　ドイツ政府による国家水素戦略

①　水素関連技術で世界トップへ

本格的な水素活用を見据えて各国が動きを見せる中、ドイツ政府はその中でも、ひときわ水素活用に力を入れている。2020 年 6 月には、水素技術の分野で世界一位を目指すとし、国家水素戦略を発表した。連邦経済エネルギー省のペーター・アルトマイヤー大臣は、これについて「水素は脱炭素を目指す上で重要な鍵である。ドイツでは必要な技術は成熟しつつあり、水素に秘められた価値創造、雇用創出、環境保護に関する潜在力を最大限に活用する方針である。ドイツは水素関連技術において、世界トップになることを目指す」と語っている。

ドイツは、水素を 4 種類に色分けしている。(図表 4.1.8 参照)。

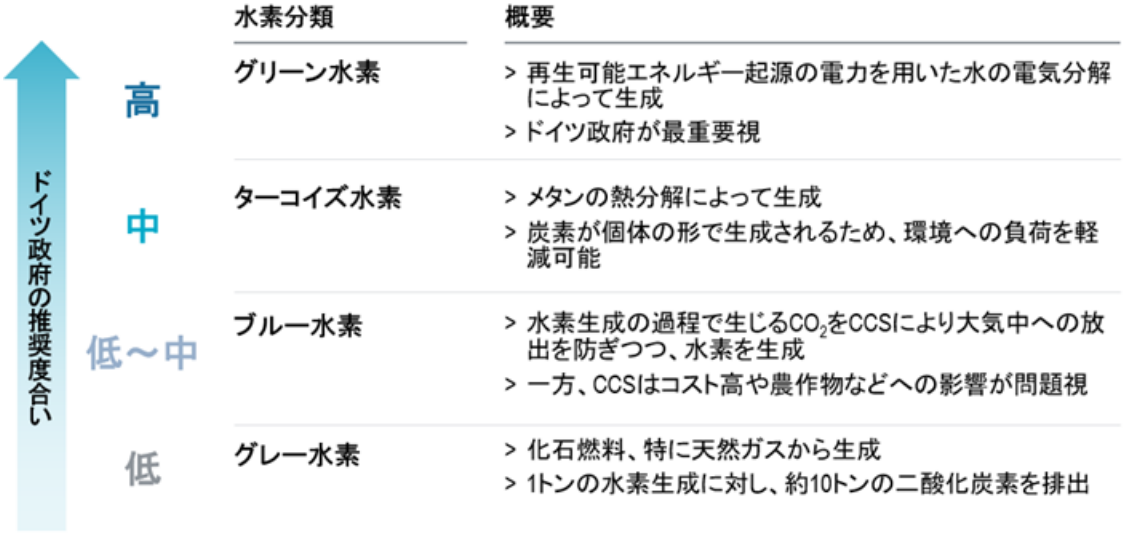
・グリーン水素
浮体式電気分解プラントを開発している洋上風力発電を含む再生可能エネルギー源から得られる。グリーン水素は貯蔵され、パイプライン又はタンカーで消費者に運ばれ、例えば水素の充填所などに利用される。水素は、天然ガスと同等の品質を持つ合成メタンに変換することも可能であるが、このプロセスはまだ初期段階である。また、発酵農作物からのバイオメタンの利用も考えられる。

・グレー水素
現在の業界標準プロセスである水蒸気メタン改質を用いて、石炭やガスなどの化石燃料から水素を抽出し、一酸化炭素や二酸化炭素を同時に産出する。

・ブルー水素
ブルー水素源はグレー水素であるが、CO2 を分離して再利用するか、地下又は海底に貯留する。かなりの間、グリーン水素では需要を十分に満たすことができないため、過渡的なアプローチと考えられているが、一部の環境保護主義者はこの選択肢に反対している。

・ターコイズ水素（トルコ石の青色）
低炭素水素とも呼ばれ、今のところ非常に小規模である。これは天然ガスから生成される水素であるが、天然ガスを溶融金属に通す熱分解を利用して、副産物として固体炭素を生成し、これを有用な用途に利用する。

図表 4.1.8　ドイツ政府による水素の 4 分類

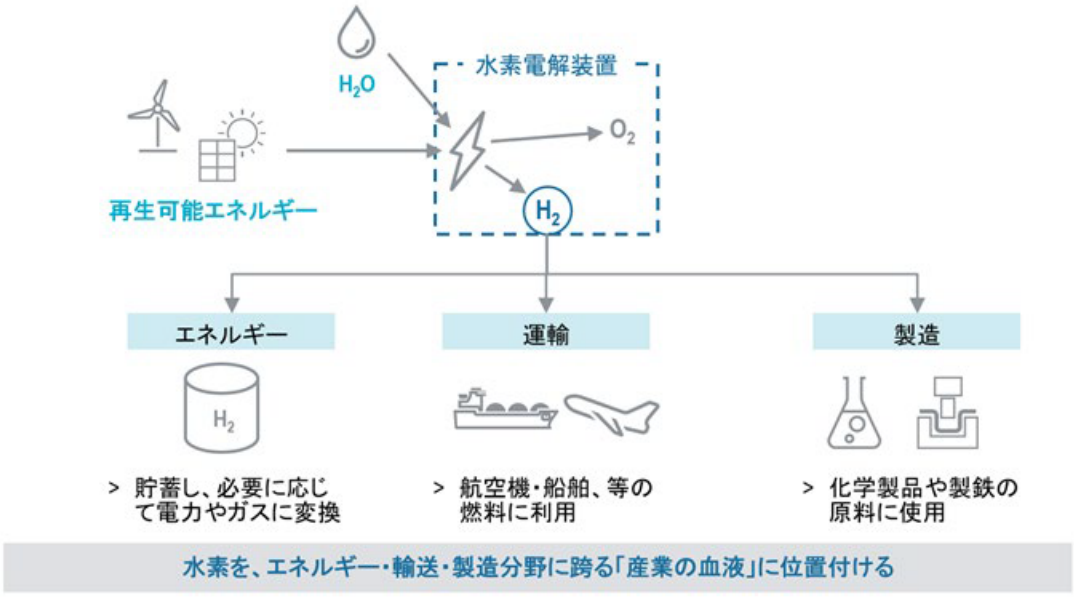


（出所）The National Hydrogen Strategy, BMWi

② 国家水素戦略ロードマップ、Phase 1、2 に向けた施策

ドイツ政府の水素国家戦略では、再生可能電力の電気分解によるグリーン水素をすべての産業に分配供給する構想である（図表 4.1.9 参照）。

図表 4.1.9　ドイツ政府による国家水素戦略イメージ



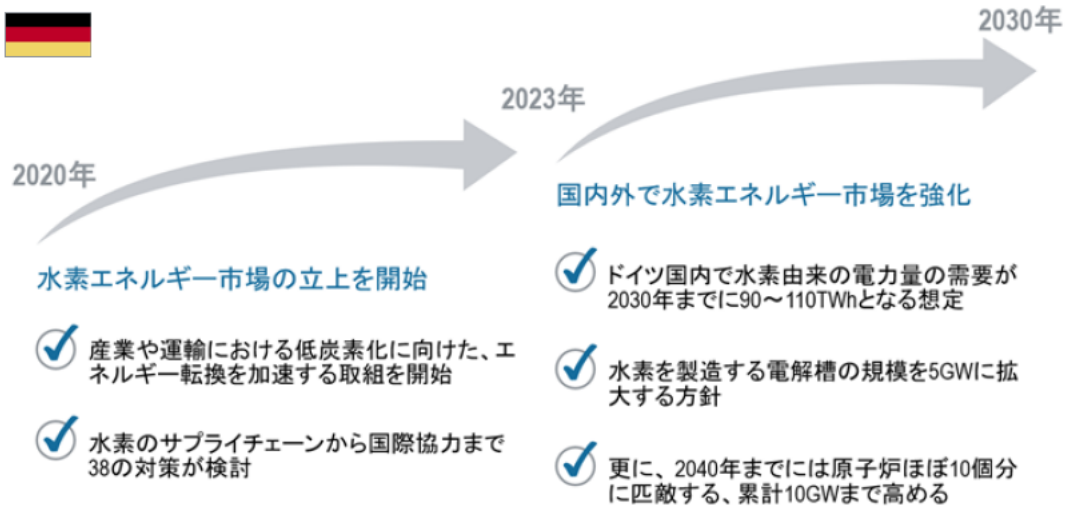
（出所）The National Hydrogen Strategy, BMWi

国家水素戦略では、ドイツ国内で水素由来の電力量の需要が 2030 年までに 90～110TWh になると仮定し、水素を製造する電解槽の規模を、2030 年までに 5GW（500 万 KW）、2040 年までに 10GW（1,000 万 KW）へ拡大する方針を示している。

そのための中期計画として、2020～2023 年までを Phase 1、2023～2030 年までを Phase 2

とし、Phase 1 では水素のサプライチェーンを構築、Phase 2 では他国への技術提供などを見据え、具体的な 38 の施策を検討している（図表 4.1.10 参照）。
PEM 水電解の電力原単位は 2014 年時点で約 5 kWh/Nm3 とされている。5GW は約 24,000 kNm3/日で、日本国内製油所のすべての水素製造装置の合計能力に相当する規模である。

図表 4.1.10　ドイツ政府による水素戦略のロードマップ



（出所）The National Hydrogen Strategy, BMWi

本戦略によれば、ドイツが 2030 年までに電解容量 5GW の水素製造能力を持つには、再生可能エネルギーにより 20TWh を発電しなくてはならない。そのために必要な水素を全てドイツ国内で製造することは不可能としており、将来的には多くを輸入に頼ることになる。本戦略ではその水素輸入の重要性も強調されており、アフリカや中東諸国に水素製造技術を提供、外国産の水素を輸入することで、途上国への貢献・国際協力の意味合いも兼ねることができるとしている。このためにも、前述の天然ガスパイプラインの再利用によりドイツやオランダから徐々に欧州各国へと水素パイプラインを拡大、最終的にはアフリカ諸国にも拡充することが重要となる。

③　ドイツの水素関連予算

ドイツはこれまで、水素利用に関する研究費として 7 億ユーロを投じてきたが、今後は電気分解装置の開発・施設建設及び外国からの輸入体制を整えるため、新型コロナ禍に対する経済対策の一部として、水素活用に対し計 90 億ユーロ（約 1.12 兆円）の予算を投じる予定である。これは、ドイツの経済復興対策予算全体の 7%にあたる数字であり、ドイツが水素活用における世界トップをいかに本気で目指しているかが読み取れる。この内、70 億ユーロ（約 8,680 億円）は電気分解技術等の開発に充て、20 億ユーロは将来的な水素の輸入を見据えた海外への技術提供に充てられる。 このような政府による助成のもと、ドイツ各州でもそれぞれ水素戦略が進められている。2019 年に北ドイツ水素戦略を発表しているハンブルク、ブレーメン、ニーダーザクセン州らや、2020 年 5 月に新たな水素戦略を発表したバイエルン州などは各企業などとも提携し、水素技術の研究開発やインフラ構築等を今後も積極的に進めていくとみられる。また、ドイツでは「規制のサンドボックス」を意味する Reallabore 大規模実証実験として、エネルギー転換のためのプロジ

ェクトが進められている。

④　連邦経済エネルギー省によるアイデアコンテスト

2019 年にはドイツの連邦経済エネルギー省が水素技術を発展させるため、アイデアコンテスト″ Reallabore der Energiewende ″を実施し、プロジェクトを選抜した。コンテストには 90 件の応募があり、そのうち 20 件のプロジェクトが選抜され、約 1 億ユーロが支援金として提供されることとなった。また、ドイツ政府は 2038 年までの石炭からの脱却を 2020 年 7 月に発表しており、段階的廃止の影響を最も受ける地域の研究所や実験場に対して、更に 2 億ユーロの資金が割り当てられる。昨年の Reallabore では、大きく以下三点がトピックスとなった。

・水素関連技術
・電力セクター向けの大規模エネルギー貯蔵
・エネルギーの最適化

コンテストで選ばれた 20 のプロジェクトの内、11 件が水素関連技術に関するものである。以下が、各水素関連プロジェクトの概要である。

・Westküste100 プロジェクト（ハイデ製油所）

既にプロジェクトを開始しており、2020-2025 年の 5 年間をプロジェクト期間とする予定。プロジェクトの焦点としては、30MW（3 万 KW）規模の電気分解、洞窟貯蔵、ガス及び水素ネットワークである。

・ GreenHydroChem（ロイナ）

100MW の容量拡大を目指す、50MW(5 万 KW)の PEM 電解槽が焦点である。Linde や Siemens、Fraunhofer などによるコンソーシアムで、再生可能エネルギーと産業を、水素を通じて繋ぐことを目標としており、ケミカルクラスターにおける水素活用を目指す。例えば、混合燃料としての合成メタンの製造や、GHG 排出量-90%を目指した再生可能エネルギー源の経済的な観点からの統合などが実験内容に含まれる予定である。

・CCU P2C （ザルツベルゲン）

主な実験内容としては、発電所（廃棄物焼却炉）の脱炭素化を推進するための CCU 及び、原料として抽出された CO2 の利用により、グリーン水素を使用して合成メタンを生成することや、原油や天然ガスの代替燃料を製造するための CO2 のさらなる応用評価を挙げている。

・ダウ・ケミカルによる Green MeOH（シュターデ）

発電所（ガス火力発電所）の脱炭素化及び、水素を用いて合成メタンを生成するための原料として抽出された CO2 の利用、20 万トンのメタノールの製造を目的とする。

・Element Eins （ディーレ/コンフォーレ）

大規模電解槽を用いた電気・ガスネットワーク統合研究及び、風力による Power-to-Gas 貯蔵に関する研究を実施予定である。

・H2 Whylen （グレンツァッハ＝ヴィレン）

水力発電による電力を使用する<10MW のアルカリ電解ユニットが焦点。ビジネスモデル、地域の配電システム、及び稼働中の発電所からの水素利用可能性を実験し、経済的に実現可能な発電所を開発することを目的とする。

・Norddeutsches Reallabor （ハンブルク）

エネルギー最適化地区と組み合わせた消費部門の脱炭素化に関する実験。燃料電池を

搭載した車両の配備及び、精製プロセスからの残留物を利用して、グリーン水素を製造する。

・EnergieparkBL（ライプツィヒ）
35 MW の電気分解、洞窟貯蔵、ガス及び水素ネットワークの構築を目的とする。

・H2Stahl（エッセン）
高炉及び水素パイプラインへの水素の注入が主な内容である。

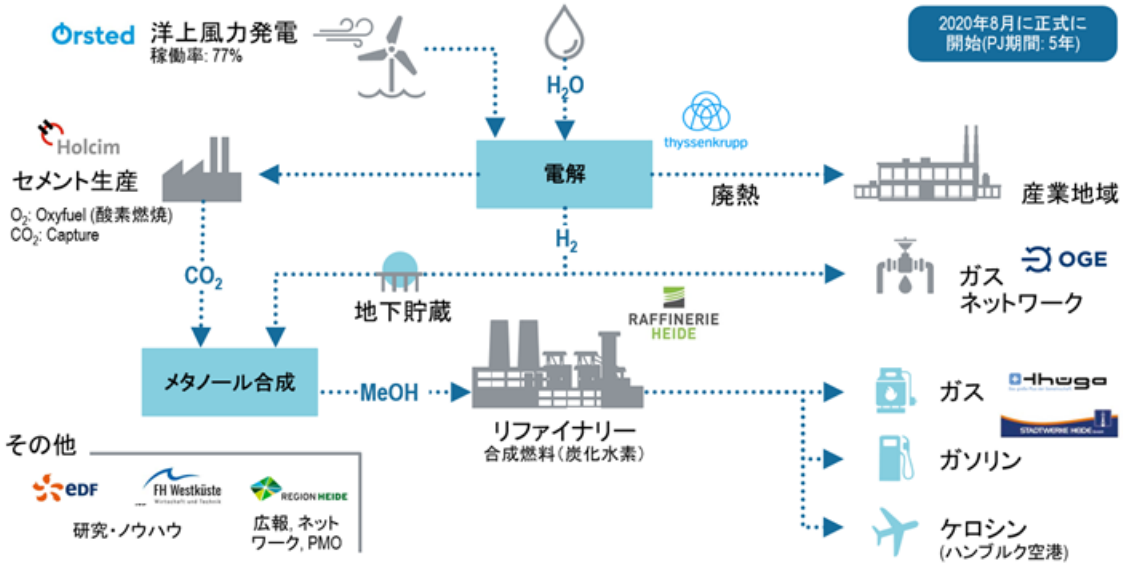
・HydroHub Fenne　（フェルクリンゲン）
モビリティ及び産業用の 17.5MW PEM 電解槽の実現を目指す。

・RefLau（ラウジッツ）
10MW PEM 電解槽、500MWh 水素貯蔵、7.9MW ガスタービンなどに関する実験を予定。

（3） Westküste100 プロジェクト（ハイデ製油所）

前項のプロジェクトの内、「Westküste（西海岸）100 プロジェクト」のみが既に、プロジェクトを開始している。本プロジェクトは、ドイツ最北端のシュレースヴィヒ＝ホルシュタイン州にて、風力エネルギーにより水素を生成し、グリーン水素を異業種間で活用することを目的としたプロジェクトである（図表 4.1.11 参照）。

図表 4.1.11　Westküste100 プロジェクトの概要



（出所）Westküste100

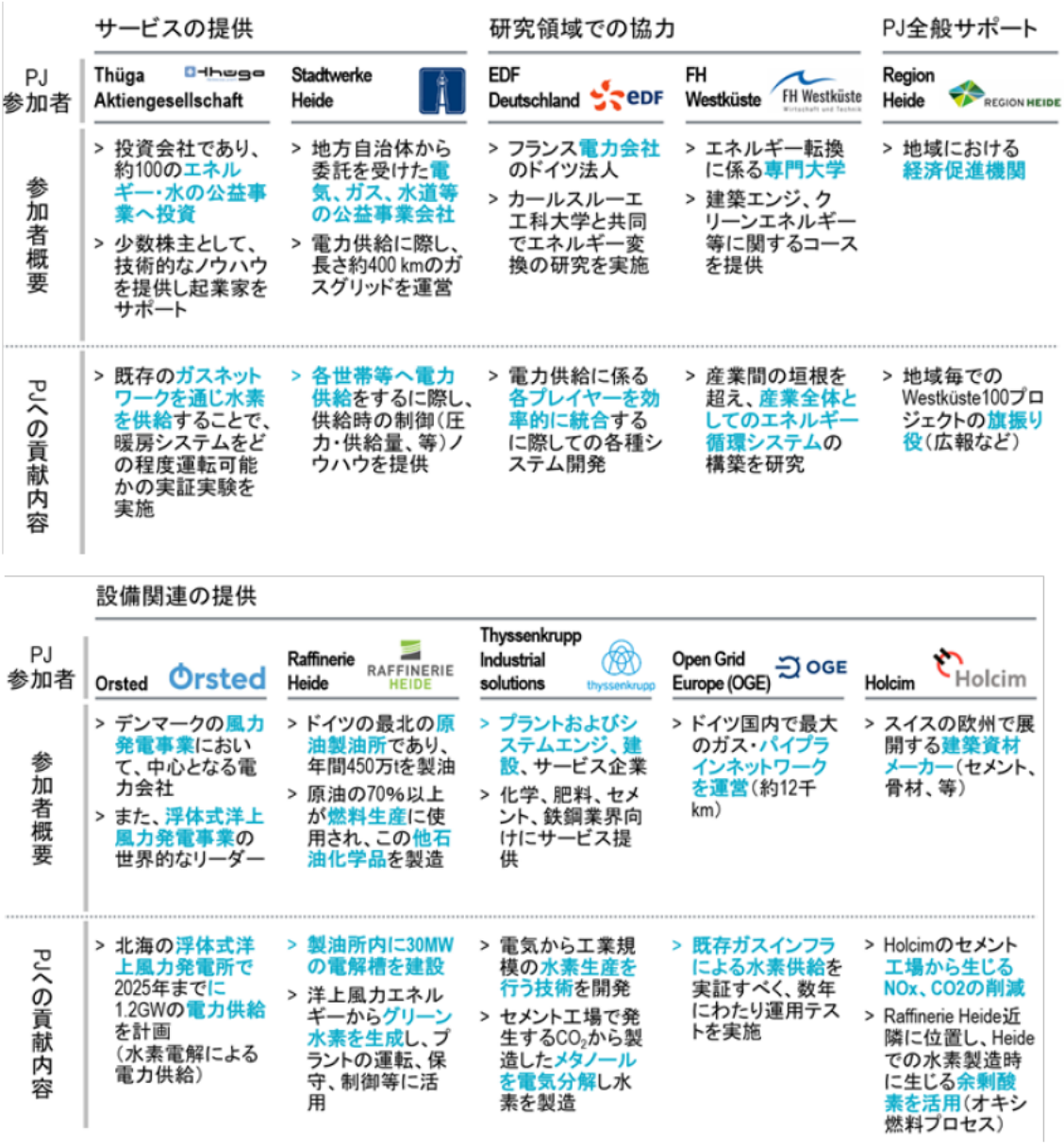
2020 年 8 月にドイツ連邦政府より正式に資金を確保し、今後 5 年間のプロジェクト実行フェーズに入った。予算は 8,900 万ユーロ（≒107 億円）であり、内、3,500 万ユーロ（≒42 億円）は経済エネルギー省からの資金提供となる。他にも Region Heide のような参加団体のもと、州政府などからも資金提供を受ける予定である。

本プロジェクトでは、設備・サービス提供、研究開発、全般サポートなどを担当する 10 の企業・団体が参加しており、ハイデ製油所やドイツ最大のガスパイプライン運営会社である OGE なども含まれている（図表 4.1.12 参照）。

これらの企業が共同でプロジェクトを進めていく予定であり、第一段階としては 30MW（3

万 KW）の電気分解槽を設置し、今後の拡充も見据えてシステム運用、規制の見直しに必要な情報の取得を行っていく。そして将来的には、700MW（70 万 KW）の電気分解槽の設置を目指す。最終的には、電気分解と並行し、パイプラインを通じて製油所、地方自治体の公益事業との連携及び既存の天然ガスパイプラインへの分岐水素グリッドの導入などを進めつつ、そこから発生する CO2 や O2 を街全体で共有し、循環型社会を構築することがビジョンである。例えば、オキシフューエル技術を使ったセメント製造工場での NOx 排出量の削減や、工業団地での熱エネルギーの再利用などを可能性として挙げている。

図表 4.1.12　Westküste100 プロジェクト参加団体



（出所）Westküste100

（4）　E-CO2　MET プロジェクト

ドイツにて Power-to-X などに力を入れている Sunfire 社及びフランス Total は、2019 年よりドイツ東部のザクセンアンハルト州ロイナ地区にて、高温電解槽を導入し、再生可能エ

ネルギーや CO2 から合成メタノールを生産する「E-CO2　MET プロジェクト」を開始している。Sunfire 社の電気分解槽を用いて、Total の石油精製で発生する CO2 及び再生可能エネを使用した合成メタノールの生産を目指す。高温電解槽を用いることで、工場の廃熱や蒸気を利用し、再生エネルギー使用量を減らしつつ、水素及び合成メタノールの生産が可能となるとしている。

（５） Linde 社による最先端の水素液化プラント建設

ロイナコンビナートでは、ドイツガス大手 Linde 社が最先端の水素液化プラントを建設中であり、2021 年に稼働開始予定である。これは、ドイツ政府の Reallabor プロジェクトの一環でもあり、GreenHydroChem として始動予定である。本プラントでは、1 日当たり最大 10 トンの液化水素を製造可能であり、これにより単位体積当たりのエネルギー含有量が高い状態での輸送が可能となる。今後計画が進めば、ロイナは欧州における水素液化サイトの中心地となり、Linde 社にとっても非常に重要なプロジェクトとして期待されている。

４．１．３　CCS 及びカーボンリサイクルの取り組み

IEA によれば、欧州では 2017～2020 年の間に 30 件の CCUS プロジェクトが実施されており、特に、北海周辺地域では大型投資を行う企業も出てきている。

（１） 欧州の CCS プロジェクト

① Northern Lights

2024 年に始動する Shell、Total、Equinor 三社による共同プロジェクトの Northern Lights では、ノルウェー北海のオフショア貯留地にて年間 150 万トンの CO2 を貯留可能であるとしている。CO2 はノルウェーのセメント工場から回収し、ノルウェー西海岸にあるオンショアのターミナルへ海運され、そこからパイプラインを通し、貯留地まで輸送される。

約 6.8 億 USD（≒710 億円）がプロジェクトの初期費用として計上されているが、本プロジェクトはノルウェー政府により提案された CCS プロジェクト Longship の一環であり、Longship プロジェクト自体は約 18 億 USD（≒2,230 億円）の投資が行われる予定である。

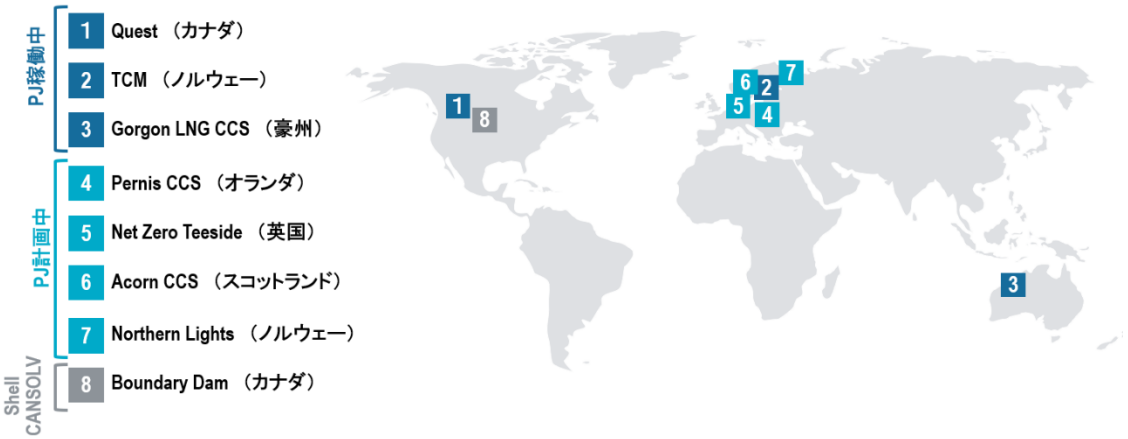
② Northern Endurance Partnership

Eni、Equinor、Shell、Total、National Grid、BP による共同プロジェクトの Northern Endurance Partnership では、各地から回収した CO2 を輸送し、英国の北海にて貯蔵するためのインフラ整備が行われるなど、石油・石油化学メジャーによる大型の共同プロジェクトが各地で発足している。

（２） Shell による世界各地域での CCS の取り組み

石油メジャーの中でも Shell は近年 CCS への投資に力を入れており、自社内で、世界各地域で、複数のプロジェクトに取り組んでいる（図表 4.1.13 参照）。

図表 4.1.13　Shell による CCS プロジェクト



（出所）Shell IR

①　カナダ Quest プロジェクト

Quest サイトは、CCS のための統合施設であり、年間 100 万トン以上の CO2 を地下で回収・輸送・貯蔵できる設計となっている。

プロジェクト立ち上げから 5 年で 500 万トンの CO 2 を回収し、想定よりも低コストで安全な貯蔵に成功したとしている。本プロジェクトはアルバータ州政府及びカナダ政府からそれぞれ 7 億 4500 万カナダドル及び 1 億 2000 万カナダドルの資金提供を受け、Shell がプロジェクト運営を担当している。

②　ノルウェーテクノロジーセンターモンスタッド（TCM）

CO2 回収技術を開発するための世界最大のテストセンターである Technology Center Mongstad（TCM）は、CCS 技術展開におけるコスト及びリスクの削減に向け取り組んでいる。本施設は、燃焼後の CO2 回収の実際の状況のシミュレーション能力や、費用対効果の高い方法で新たな技術をテストする能力などを独自に有している。

2012 年の発足以来、多くの主要な CCS 企業が TCM で技術を開発している。TCM は、Gassnova 社（73.9%）を通じてノルウェー政府が所有し、業界パートナーの Shell、Equinor、Total とともにそれぞれ 8.7%の株式を保有している。

③　オーストラリア Gorgon プロジェクト

Shell は、Gorgon 液化天然ガスプロジェクトに参加しており、プロジェクト完了時には世界で最も大きな CCS オペレーションを有する施設となる。

天然ガスは CO2 の含有量が多く、本プロジェクトでは毎年 300～400 万トンの CO2 を回収する予定である。

全プロジェクト期間を通じて、1 億トンの CO2 が同サイトで回収される見通しである。また、同社は、今後の企業戦略の方向性として石油・ガス・化学に加え、電力を 4 つ目の柱にするとしており、2025 年までに 20～30 億 USD を電力部門に投資する予定である。

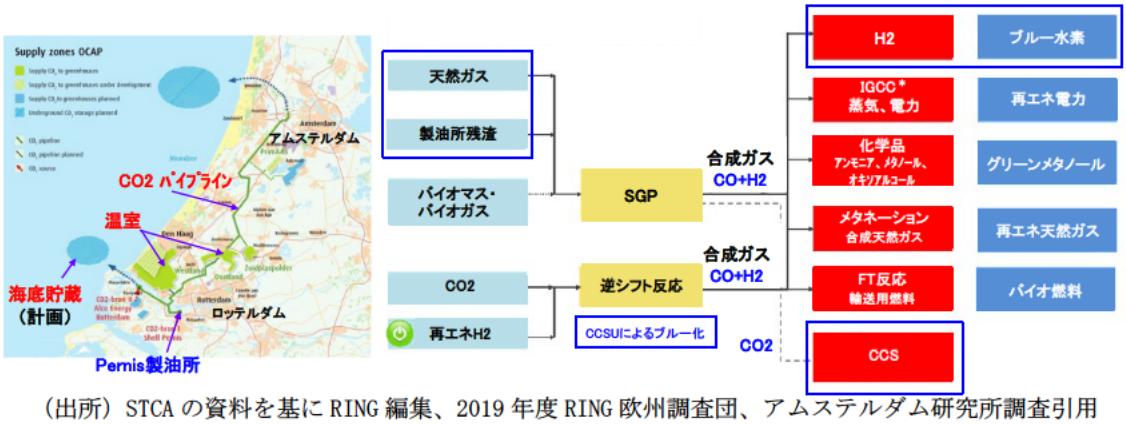
今後は再生可能エネルギーからの発電及び、米国をはじめとする海外との電力トレード、また EV 用充電スタンドや電力供給に至る上流から下流の全ての市場に進出していく意向であり、これが実現すれば既存の電力会社にとっての影響は非常に大きいものとなる。

④　Shell が CCS を推進する理由

2019 年度 RING 調査によれば、自社のガス化技術（SGP:Shell Gasification Process）を核とした技術群と、CCS を組みわせる戦略である（図表 4.1.14 参照）。

・ガス化は CCS と組み合わせると原料と製品のフレキシビリティが格段に向上する。
・ボトムのガス化を Pernis の製油所で開発してきた。非常に困難なプロセスだったが、中国の Shenchi プロジェクトと ZPC プロジェクトは、詳細設計中で 2021 年に運転開始予定である。
・シンガス（CO＋H2）は次世代（Vision 2050）の基幹物質である。CCS が feasible になると、CH4（天然ガス）＋Residue（残油）のガス化は将来に向けて有望な技術となる。
・CCS は膨大なコスト（パイプラインの長距離建設コスト＋高圧化のランニングコスト）を費やすが、Shell の技術群をサバイバルさせるための重要な施策である。
・エネルギーハブ計画を持っており、製油所をパイプラインで連結し、エネルギー、CO2、水素を供給・収集するハブを構築、CCS とも連結し CO2 を貯留し、全てをブルー化する構想である。

図表 4.1.14　SGP＋CCSU による化石エネルギーのブルー化



（出所）STCA の資料を基に RING 編集、2019 年度 RING 欧州調査団、アムステルダム研究所調査引用

（3）　Ineos による自社油田と助成を活用した CCS の取り組み

①　自社油田と助成活用による CCS 展開

Ineos も化学メジャーでありながら自社の油田等を活かして CCS 実験を行っている。デンマークでは、現在 Ineos 社の Nini 油田を使用した CO2 の貯留を 2025 年には開始したいとしており、現在はフィージビリティスタディを実施、2022 年にはパイロット実験を行う予定である。

成功すれば 2030 年までに年間 350 万トンの CO2 の貯留が可能となるとしており、これはデンマークの CO2 削減目標の 15～20%にもあたる数字である。ただし、デンマークでの CCS ライセンスは現在規制の整備がされている段階で未だ認証されておらず、2020 年内を目安に認証される予定である。

<u>Ineos の海底油田を使った CCS</u>

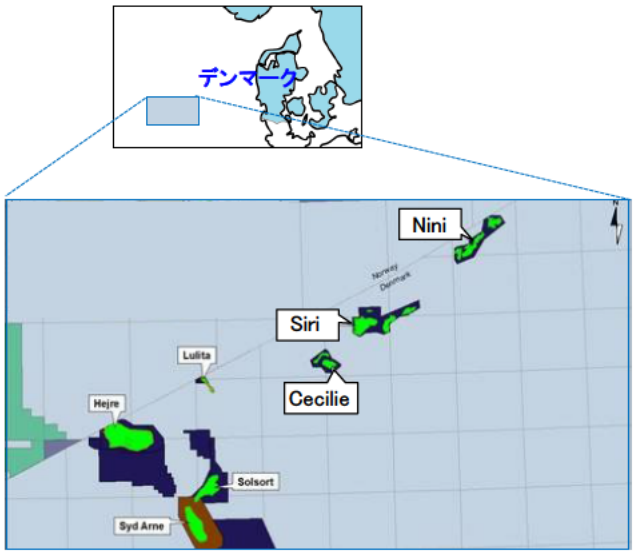
Ineos Oil & Gas Denmark と Wintershall Dea の新しいコンソーシアムである Maersk Drilling は、北海のデンマーク沖において休止している海上プラットフォームを再利用した最新の CCS を開発している（図表 4.1.15 参照）。北海のデンマーク沖に CO2 を貯蔵

できる砂岩層が多数あり、220 億トン以上の CO2 を貯蔵できると推定されている。同海には Ineos の複数の海上プラットフォームがあり、Ineos は図に示す海底油田 Nini、(Nini East)、Cecilie、Siri の CO2 貯蔵性を調査した。CCS のコンソーシアムである Maersk Drilling は、2025 年に Nini の海底から 1,700m 下に CO2 注入を始める計画である。長期的目標は、2030 年までに 350 万トン/年貯蔵できる能力を持つことであり、CO2 を 2030 年に 70%削減するデンマークの目標の 15～20%に相当する。デンマーク政府は 2030 年の目標を達成するためには CCS が必要であると公表した。Ineos はデンマークのエネルギー庁から支援を受けている。Ineos は、Nini で成功すれば 2030 年までに他の場所で Nini の手法を展開する。Nini の CCS をフルスケールに拡大する場合、320 億円の資本支出と 65 億円/年の操業費用が必要である。CCS は今までデンマーク政府の許可が下りなかったが、現在再検討されている。

② Ineos が CCS を推進する理由

Ineos は、低炭素経済を実現するために従来の生産効率の向上の他に CCS を開発している。デンマークの海上プラットフォームは撤去の費用が不要になるメリットもあり、デンマークの他に「ベルギーアントワープ CCUS」に参画している。Ineos はこれらの開発のための補助金を EU から上手に引き出している。更に CCS を推進する Ineos の背中を押したのは、DCCC (Danish Council on Climate Change)が提案した炭素税が高かったことである。DCCC が提案する炭素税 24 千円/トン（現在 3 千円/トン程度）が採用されると Ineos の CCS は 2030 年に商業化できる。

図表 4.1.15 Ineos の海底油田の位置



（出所）Ineos 社 IR

（4） ベルギーアントワープ CCUS プロジェクト

アントワープ港周辺は欧州最大の石油化学工業の集積地である。アントワープ港が立ち上げたコンソーシアムには BASF、イネオス、ボレアリス、エアリキード、EM、ビル、TOTAL、フラクシスの 7 社が参加しており、2030 年までに、年間 1,800 万トンある地域の CO2 排出量の半減を目指す。欧州委員会の資金提供プログラム「コネクティング・ヨーロッパ・ファ

シリティ」（CEF）は、約 900 万ユーロ（≒11 億円）を拠出する。スヘルデ川沿岸の工場から CO2 をパイプラインでアントワープ港に集積し、オランダのロッテルダムへパイプラインで、更にノルウェー西岸へ船で CO2 を輸送する。

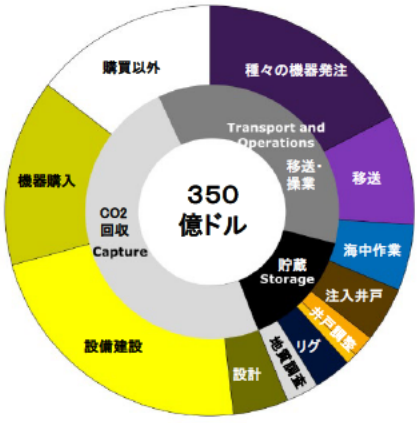
（5） CC(U)S に消極的なドイツ

北海周辺を中心に CCS プロジェクトが実施する企業が増え始めているものの、商業化し経済性を担保することができる段階になく、今後の製油所の生き残り戦略の一つの可能性として投資をしている状況である。一方、ドイツなどでは、CC(U)S に対して依然消極的であり、2038 年まで稼働予定の最後の火力発電所で CCS の活用が検討される程度に留まっている。住民の根強い反対によるものであるが、貯留した CO2 が資源として利用されることが進んでいけば理解が得られるのではないかと考えられる。

（6） 欧州の 2020 年～2035 年における CCS プロジェクト関連投資

欧州の CO2 の回収・貯留(CCS)プロジェクトによる CO2 回収・貯留能力は、2021 年～2035 年まで毎年 300 万トン/年以上増加し、7,500 万トン/年に達するとみられている。投資額は最大 350 億ドル（≒3.6 兆円）で、内訳は 50%が CO2 回収装置、輸送等が 35%、貯留が 15%である（図表 4.1.16 参照）。

図表 4.1.16　欧州の 2020 年－2035 年における CCS プロジェクト関連投資



（出所）Rystad Energy

① 2035 年までに 350 億ドルの CCS 投資見込み

欧州では 2035 年までに 350 億ドルの CCS 投資が見込まれており、その大半は英国である。これまで、CCS の研究やテストセンターでは、20 年に及ぶ長い年月とコストのかかる作業が行われてきた。現在、欧州では大規模な開発が経済的に意味を持つ段階に達しており、2035 年までに最大 350 億ドルが投入される可能性がある。

欧州だけでも、2035 年までに稼働する可能性が高い炭素回収と貯蔵の両方を備えた大規模なプロジェクトが 10 件ほど計画されている。そのほとんどはノルウェー、英国、デンマーク、オランダの北海周辺に位置しているが、アイルランドとイタリアでもプロジェクトが計画されている。ほとんどのプロジェクトは 2020 年代の半ばから稼働すると予想されているが、3 年から 5 年の開発スケジュールを持っているため、2021 年から 2023 年にかけて、

すでにサプライヤーへの投資や契約が大きく増加し始める可能性がある。これらのプロジェクトの設備投資総額は 300 億ドルに達し、加えて 2035 年までの運用費が 50 億ドルに達すると予想されている。設備投資の約半分は回収設備に費やされるが、CO2 回収機器費と建設費が大部分を占める。貯留設備は 15%で、主に地下貯留層に CO2 を安全に貯留するための井戸関連サービスで構成される。輸送・操業が 35%を占め、幹線、輸送、インフラ維持費などが含まれる。

最初に操業開始が見込まれる 3 つのプロジェクトは、Acorn CCS、Northern Lights、Porthos であり、これらのプロジェクトは CCS の全体的な不確実性のリスクを取り除くことになるため、ゲームチェンジャーとなりうる。これらに続くプロジェクトは、その数と規模で 2 倍以上になると思われる。

欧州でこれまでに計画されたプロジェクトでは、2021 年から 2025 年まで毎年 300 万トン/年の CO2 回収・貯留能力が追加され、2026 年から 2030 年までの 5 年間は 700 万トン/年に跳ね上がると予想されている。2035 年までには、総設置容量は約 7,500 万トンとなり、その 80%近くが英国のプロジェクトによるとされている。

現在、欧州で稼働している本格的な CO2 プロジェクトは 2 つだけであり、ノルウェーの沖合油田 Sleipner と Snohvit の CO2 注入プロジェクトで、CO2 回収・貯留能力は合計で約 150 万トン／年である。大きな視点で見ると、欧州にはセメント工場、製鉄所、化石燃料発電所、廃棄物発電所等、約 1,000 の大規模な産業サイトがあり、これらはすべて CO2 回収の候補地となる可能性がある。このうち約 250 カ所は、CO2 を北海に貯蔵するための輸送に適した距離にある。

世界には、CO2 回収に適した産業サイトが約 6,000 カ所あると考えられている中で、現在 CCS 技術の利用が計画されているのはごく一部に過ぎないが、この数は、今後数十年の間に世界の CO2 排出量を削減するための投資が増える大きな可能性を示している。

４．１．４　欧州の次世代技術開発及びインフラ整備の資金

欧州では、次世代技術開発に向け、様々なコンソーシアムや団体が存在しており、参加メンバーからの出資金や政府からの補助金などにより、技術開発やインフラ整備が進められている。以下に、バイオ燃料、水素、メタノール活用、CC(U)S 関連のコンソーシアム・団体の概要を記載する。

（１）　バイオ燃料分野の団体とインフラ整備資金

バイオ燃料の分野では、民間企業や公的機関を含む団体である European Biogas Association などが挙げられる。同団体は、2050 年までに、循環バイオエコノミーを用いたカーボンニュートラルな欧州経済の土台として、バイオガスやその他の再生可能エネルギー技術を確立することを目標としている（図表 4.1.17 参照）。

European Biogas Association には、Shell、Total、Evonik などを含む 100 以上のメンバーが参加しており、各メンバー企業・機関のメンバーシップ会費である 10,000 EUR/年（124 万円/年）を資金源に活動を行っている。その資金をもとに、European Biogas Association の中に更に複数のコンソーシアム・プロジェクトを立ち上げることもあり、特定の技術開発等に合わせ、賛同する企業や団体が参加する仕組みである。また、バイオ燃料関連では、Horizon2020 に含まれる"RoadtoBio"などの活動も注目されている。これは、有機化学分野におけるバイオベース製品のシェア 25%を 2030 年まで目指すためのイニシアチブであり、

バイオベースの製品に関連する新たな市場開拓のため、化学企業や政府機関、NGO などとの連携を重視している。ドイツにおいて民間化学企業や技術者等によって構成される NPO である DECHEMA が本イニシアチブをリードしており、EU の Horizon 2020 における研究プログラムからも 100 万 EUR（≒1.3 億円）の助成を受け、活動費に充てている。

図表 4.1.17　「European Biogas Association（EBA）」の概要

（出所）EBA ホームページ

（2）　水素関連コンソーシアムと EU 及び参加団体による膨大な資金

水素関連でのコンソーシアムとして最も影響力のあるものは、RoadtoBio と同じく Horizon2020 下にある"Hydrogen Europe"である（図表 4.1.18 参照）。

官民パートナーシップにより燃料電池や水素活用に係る研究、技術開発、実証プロジェクトなどを実施しており、EU や Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking（FCH JU）からは 13 億 EUR（≒1600 億円）の予算が与えられている。この予算をもとに、燃料電池バスや電解槽の開発などのプロジェクトが複数進められており、160 を超える水素関連の民間企業や 80 以上の研究機関、21 の協会から様々なメンバーが参加している。また、EU では 2020 年 3 月に、European Clean Hydrogen Alliance という新たな水素関連イニシアチブが組成された。これは、2050 年のカーボンニュートラルを目指すにあたり、水素技術の発展においてグローバルリーダーになるという目標のもと誕生したものである。2024 年までに再生可能水素電解槽を 6GW、2030 年までに 30GW（3,000 万 KW）とし、実行可能なプロジェクトの投資及びインフラ整備を通してグリーン水素市場の創出を実現する計画である。

European Clean Hydrogen Alliance は、2020 年 3 月に誕生したばかりだが、既に 500 社以上が本イニシアチブへの参加を表明している。資金は、EU 及び参加団体より集められ、2030 年までに 4,300 億 EUR（≒54 兆円）以上の投資が見込まれている。今後は様々なプロジェクトを通して規制整備や技術開発を進めていく方針である。

図表 4.1.18　「Hydrogen Europe」の概要

Hydrogen Europe		参加メンバー
概要	> 2050年までに温室効果ガス排出量を80%削減することを目的に、水素活用を推進する協会 > 欧州委員会やFCH JU(the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)と連携 > 水素や燃料電池技術を扱う企業のビジネス支援を実施	水素や電気燃料技術に関する、160を超える業界企業や83の研究機関、21の全国協会から組成
予算	主に研究開発における提携先であるFCH JUの総予算は1.33MEUR	
代表的なPJ事例	> 政策担当者や金融機関に対して、GHG排出量の削減に向けた燃料電池バスへの投資を促進するプロジェクト > 性能と高エネルギーを維持しつつ、動作温度を下げることで電解槽の寿命を延ばす、新技術の開発プロジェクト	

（出所）Hydrogen Europe ホームページ

（3）　再生可能ベースメタノール活用の団体と資金

メタノール活用の領域では、Horizon2020 の資金援助を受ける FASTWATER が大きな存在感を示している（図表 4.1.19 参照）。

図表 4.1.19　再生可能ベースメタノールプロジェクト「The FASTWATER」の概要

概要		PJの主な取組内容
目的	海上輸送に用いる燃料にメタノールを活用することで、GHG排出量を削減	✓ 再生可能資源によるメタノール燃料の開発
PJ期間	2020.6.1～2024.5.31	✓ メタノール燃料駆動エンジンの開発
予算	約6.4MEUR （うち、EU予算 5MEUR）	✓ メタノール燃料に関する規制案の検討
参加者	造船所、船主、エンジンメーカー、メタノール生産者、主要な港湾、研究機関、等	✓ 乗組員向けトレーニング
		✓ メタノールエンジン実装によるデモ

（出所）FASTWATER ホームページ

本イニシアチブは、再生可能エネルギーからメタノールを製造、GHG 排出量を削減しながら海上輸送における燃料として活用することを目指しており、2020 年からの 4 年間をプロジェクト期間として造船所や船舶用エンジンメーカー、メタノール製造者などが参加して

いる。4年間のプロジェクトには、EUより500万EUR（≒６億円）及び参加メンバーから合わせて130万EUR（≒2億円）が拠出され、その中で再生可能メタノールの生産から船舶クルーのトレーニングに至るまで、サプライチェーン全体での実証実験を行い、商業化に向けた準備を行う予定である。

（４） CC(U)Sに対する資金

CC(U)S の分野では、北海地域を中心に近年様々なイニシアチブが誕生しているが、その中でも特に大型のものが3D DMX Demonstration Dunkirkである。

異業種横断でダンケルクから北海油田まで CO2 の回収及び輸送、貯留の一連の流れに関する実証実験を行うことを目的としているが、2,000万EUR弱（≒25億円）の予算のうち、EUから1,500万EURが拠出される（DMXプロジェクトの詳細は５．３．２項参照）。

４．１．５　環境低負荷、循環型、低炭素カーボンリサイクル工業団地構築の課題

欧州では、2050 年のカーボンネットゼロ目標に向け、石油・石油化学業界各方面で水素、バイオ燃料、CCUS など様々な要素技術の開発やインフラ整備が進められ、各国政府からの補助金に加え、新型コロナウイルスからの復興基金として再生可能エネルギー分野への多額の給付金などが欧州委員会からも提供されている状況である。

（１） 化石燃料高依存国との共通目標設定調整と助成条件の見直し

今後課題となりうるのは、まず東欧諸国をはじめとする化石燃料への依存度の高い国及び地域との目標の共有が挙げられる。特にポーランドなどは以前から脱炭素化に対して消極的な姿勢を見せており、欧州委員会から提供される多額の給付金がその目的に沿った形で活用されるかなどが不安視され、給付金の提供条件等の見直しがされている状況である。

（２） 脱炭素化目標達成の厳格化に対する現場との乖離とすり合わせ

欧州委員会はじめ、各国政府により掲げられる脱炭素化に向けた目標値の厳格化と、技術開発など現場での進捗の乖離も欧州にとって大きな課題と言える。例えば、交通・運輸部門を中心に、2050 年までの中間目標としての CO2 排出量目標が年々厳しいものとなるのに対し、各国がそれらの目標を達成するために必要な技術開発及び実用化までにはまだ時間がかかるというのが現状である。また、ドイツがブルー水素を水素戦略内で認めず、原則グリーン水素を活用することとしている点などもこれに当てはまる。高い目標をもって各国・各業界が今までよりも更に速いペースで対応してゆくことは重要ではあるものの、実現可能性の低い数値目標のみが独り歩きするような状況は望ましいとは言えない。現場での現実的な目標値と政府・欧州委員会側の認識のすり合わせは、今後より一層重要になると言える。

（３） 脱炭化水素目標達成に向けた住民への理解と工夫

急激に進められる新技術の開発・実用化に向けた動きに対し、近隣住民の理解が得られていない状況が各方面で見受けられている。その最たるものが CC(U)S であり、特に CO2 貯留に関しては北海の一部地域を除く殆どの国で反対意見が強く、2050 年目標達成のためには CCS が必要になるとされているのに対し、積極的にその準備は行われていない状況である。その妥協案として、北海油田の貯留地まで欧州の内陸地域よりパイプラインなどで輸送

するプロジェクトが複数試みられている状況であり、今後はその技術開発及び実用化を急ぐと同時に住民の理解を得るための工夫が求められるようになる。

４．２ 新型コロナ禍を踏まえた欧州メジャー及び主要企業の戦略

４．２．１　足元の主要メジャーの財政状況

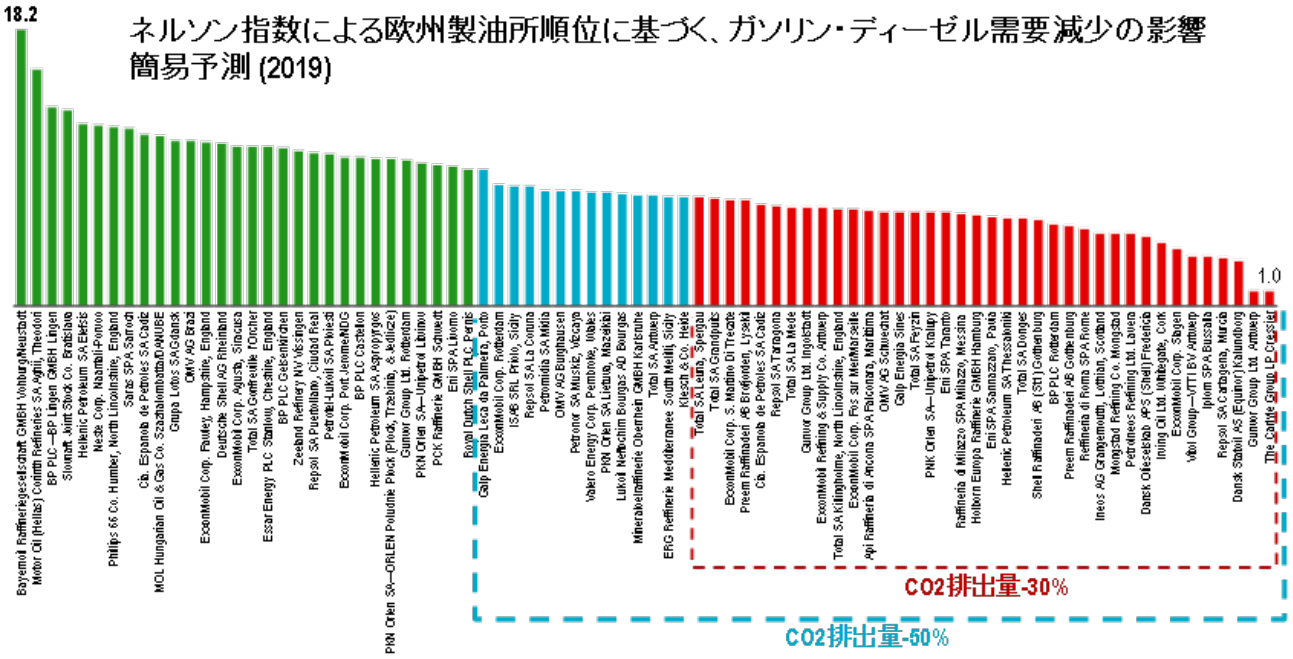
（１） 欧州製油所淘汰への始まり

2020 年の新型コロナウイルスの世界的流行は、各国での石油をはじめとするエネルギー、電力需要の減少などエネルギー業界に影響を及ぼしている。図表 4.2.1 は、製油所の複雑性を表すネルソン指数順に欧州の主要な製油所を並べたものであるが、2019 年時点の簡易予測の時点で CO2 排出量が 30%、若しくは 50%削減された場合、ガソリン及びディーゼル需要が減少し、製油所の多くが閉鎖のリスクを負うという結果が出ていた。これは新型コロナウイルス流行前の予測であり、2020 年に脱炭素化に向けた動きが大きく加速したことで、製油所が今後負うリスクはますます大きくなったと言える。

国際エネルギー機関（IEA）が 2020 年に発表したシナリオによれば 2030 年までに欧米をはじめとする先進国における製油所の 14%が閉鎖のリスクを負い、その後のエネルギー転換の加速によっては、2050 年までに最大 50%の製油所がリスクを負うことになる。

ガソリン・ディーゼル需要の減少が大きく加速したと考えれば、製油所は生き残るために石油化学とのインテグレーションやバイオ燃料の生産などで高付加価値製品の生産を行うことが重要になり、それができない製油所は淘汰されていくと考えられる。

図表 4.2.1　欧州ガソリン・ディーゼル需要減少による製油所への影響予測（2019 年）



1)本シミュレーションは非常に初期的なものであり、精度を高めるには各製油所固有の事情や周辺環境の変化等を考慮に入れる必要あり
Source: 2019 Worldwide Refining Survey OGJ; Roland Berger

（出所）2019 年ドイツ RB 社簡易予測

（２） コロナ禍による石油・石油化学メジャーの収支悪化

こうした状況で長期的な生き残り戦略を考えなければいけない中、新型コロナウイルス流行が与えた石油・石油化学メジャーに対する直近での経済的影響は大きく、足元での短期的なコストカットや人員削減など、対策を講じる必要が生じている。2019 年前期と 2020 年

前期の各社売上及び収益を比べるとその差は歴然としており、石油・石油化学メジャーは非常に厳しい状況におかれている。短期的な業績回復と長期的な生き残り戦略を如何に両立できるかが、各社にとって重要なポイントとなる。

2020 年前期は、2019 年度前期対比において、リーマンショックをはるかに上回る過去最悪の決算状況である（図表 4.2.2 参照）。特に、上流の石油・天然ガスに巨額の投資を行ってきたメジャーの収益の悪化が著しい。石油・石油化学メジャーに対する経済的影響は大きく、コストカットや人員削減など、各社対策を講じる必要が生じている。

図表 4.2.2　各社売上・収益前年比較

	売上高(百万mil USD)			EBIT(支払い金利前税引前利益)			EBITDA		
	2019前期	2020前期	減少幅	2019前期	2020前期	減少幅	2019前期	2020前期	減少幅
Shell	174,278	92,533	-47%	15,629	-21,320	-236%	28,278	13,862	-51%
bp	138,997	91,326	-34%	9,217	-24,809	-369%	18,627	-7,097	-138%
TOTAL	90,326	60,139	-33%	10,623	-7,737	-173%	18,158	7,694	-58%
OMV	11,438	7,898	-31%	1,860	125	-93%	3,037	1,380	-55%
Eni	37,624	22,490	-40%	4,874	-5,230	-207%	8,700	-1,373	-116%
REPSOL	24,933	16,663	-33%	1,700	-2,813	-265%	2,846	-1,667	-159%
BASF	30,074	29,433	-2%	2,153	529	-75%	4,262	2,578	-40%

（出所）SPEEDA、各社 IR

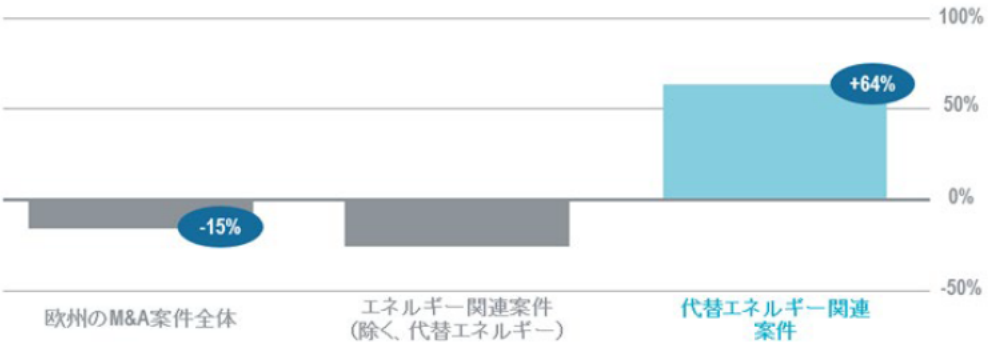
４．２．２　欧州石油・石油化学メジャーの長期戦略の変化

（１）　EU のグリーンリカバリー

新型コロナウイルスの影響で人々の生活様式などが大きく見直される中、欧州ではパンデミックにより落ち込んだ経済を、環境保護の観点からアプローチ・立て直そうという動きがみられている。「グリーンリカバリー」とも呼ばれるこの取り組みは、EU によっても支持されており、2020 年 7 月には経済再生に約 90 兆円を投入することが発表されたが、そのうちの 1/3 程はグリーンリカバリーに充てられることが決定した。このような社会的な動きもあり、早くも投資家らは再生可能エネルギーの分野への投資に注目しており、欧州全体での企業合併・買収が停滞している中、再生可能エネルギー資産のみは金額ベースで年初来で 64%増加している（図表 4.2.3 参照）。

BP は石油会社からエネルギー総合会社へ、Shell は再生可能エネルギーから発電された電力を主力の一つに、Total はポートフォリオの 20%を低炭素にしながら利益率向上させるという目標を公言している。昨年までは脱・低炭素関連の設備投資が全体の数%程だったところを、各社大幅に引き上げる計画である。例えば、BP は昨年 3.3%だったが 2025 年までに 20%にまで引き上げる。

図表 4.2.3　欧州におけるエネルギー分野での M&A 件数成長率



（出所）Bloomberg

（2）　Shell、BP、Total、OMV、Repsol、Neste、BASF、INEOS のグリーン化戦略

欧州全体が新しい形での成長戦略を提唱する中、エネルギー需要の低下により、売上、収益共に昨年同期を大きく下回る結果となった石油・石油化学メジャー各社も、新型コロナ禍拡大による影響への短期的戦略及び、グリーンリカバリーを見据えた中長期的な戦略を発表している（図表 4.2.4 参照）。

図表 4.2.4　石油メジャー各社の反応

（出所）BP, Shell, Statista, Total, WSJ, Roland Berger、2020

①　Shell の戦略

Shell は、新型コロナウイルスの影響に対する短期的な財務施策として、以下のような施策の実施を発表している。

・2019 年比で、今後 12 か月間で基礎的な運用コストを年間 30～40 億ドル削減
・2020 年の現金資本支出を計画していた約 250 億ドル（約 26.3 兆円）から 200 億ドル（約 21 兆円）以下に削減

・運転資本の大幅な削減

また、2020 年第二四半期決算発表では、「ニューノーマル」への対応として、デジタル・AI のさらなる利用を促進する方針を示した。

・意思決定プロセスを改善するための独自のデジタルサプライチェーン分析ツールで外部からも認められている「Shell Lubricants」のさらなる活用

・キャッシュ保存に焦点を当てた、資産の在庫最適化

・AI シミュレーションの活用

中長期戦略について、Shell は、まず株主にとって中長期的にリターンが大きい分野は何か、どのようなビジネスが最も効率的に利益率が良いか、という考え方をしている（図表 4.2.5 参照）。

図表 4.2.5　Shell の中長期戦略

（出所）Desk research, Shell, Roland Berger2020 年 11 月

電力の分野に大きく投資していく方針だが、それも上流の発電からトレーディングなどの仲介（卸売り）、そして EV 用ステーション設置や企業に対する電力供給のような下流に至るまでそのすべてでパフォーマンスを発揮する意向である。更に、中長期にわたる、サステナブル戦略の流れでは、積極的な再生可能エネルギー投資に加え、CCS の活用も進める方針である。

風力発電や太陽光発電への投資を進める一方で、従来の化石燃料を全て再生可能エネルギーで代替することは困難と考え、オーストラリア、ノルウェー、カナダ等で既に CCS プロジェクトを開始した。カナダの Quest プラントでは、1 年目に 100 万トンの CO2 を貯蔵することに成功している。CCS のコストについては依然課題があるものの、研究開発の継続によるコスト削減、政府・自治体の支援や、将来的にはコンクリート、肥料、医薬品等の新製品製造への活用での収益化を狙う予定である。また、CO2 を活用した製品開発を支援する機関、Carbon X Prize へ 2,000 万ドル出資している。Shell の CCS によるブルー水素の活用に対する注力度は、他社に比して高いと言える。現在広く使用されているグレー水素はもちろん、

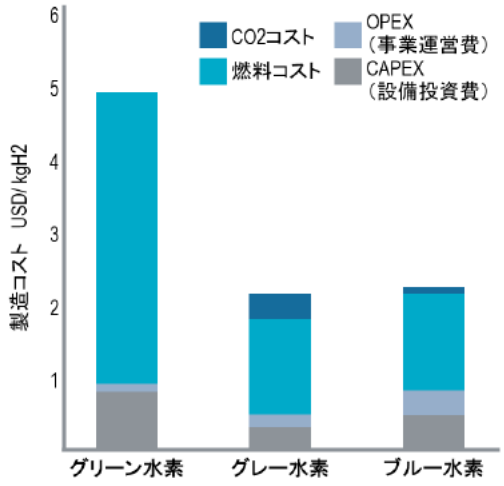
発生する CO2 を貯蔵することでクリーンエネルギーにするブルー水素の活用は、短中期的に、脱炭素達成のために必要としている。

グリーン水素のみを認めようとする EU の水素戦略に対して、Shell は、2020 年 6 月に以下の意見書を提出している。

「2050 年のカーボンニュートラル目標を達成するには、あらゆる種類の水素を活用しなければならない。グリーン水素の利用が理想的ではあるが、必要とされる量を全てグリーン水素で賄えるようになるには今後数十年をかけた投資が必要である。グリーン水素のみを認めるとするならば、現在欧州で利用可能な再生可能エネルギーのほとんどが水素生産に使われることとなってしまい、本末転倒だ。少なくとも、2030 年代まではブルー水素の方が価格的にも安価で必要な量を十分に供給することができる。現在 EU の交通・運輸の脱炭素政策ではブルー水素の利用が認められていないが、これらを踏まえてブルー水素の利用を認めるよう、修正してほしい」

2020 年 9 月に Shell Catalysts & Technologies から投資家らに向けてなされた「安価なブルー水素の生産」に関する発表でも、2030 年時点でのブルー水素の生産コストはグリーン水素よりも半分ほど安価になるとしている。調査によっては再生可能エネルギー電力の価格が既存電力価格よりも安価になるには 2045 年までかかるとも言われており、少なくともそれまではブルー水素の活用が脱炭素に向けて重要になるとした（図表 4.2.6 参照）。

図表 4.2.6　Shell のグリーン、グレー、ブルー水素の生産コスト比較（2030 年予測）



（出所）Shell IR

また、Shell は独自の Shell Gasification Process(SGP)により、従来の水蒸気改質(SMR)や自己熱改質（ATR）よりも安価で多くの水素を効率的に製造できるとしている。SGP では、500t/日の水素製造が可能であり、ATR よりも運営費（OPEX）が年間 3,000 万 USD（≒30 億円）低くなると計算している。

新規事業への投資を拡大する一方で、Shell は製油所の縮小も行う予定であり、現在、世界にある 14 か所（JV 含む）の製油所の内、2025 年までに地図にある 6 つの製油所を残し、残り 8 つの製油所は閉鎖する予定である（図表 4.2.7 参照）。

残される 6 つの製油所は、エネルギー・ケミカルパークとなる。また、それぞれを化学や低

炭素燃料（e-fuels，水素、バイオなど）とインテグレーションする。

図表 4.2.7　2025 年時点で残される予定の Shell 製油所

（出所）Shell IR

化学品では、蘭モダイク、スコットランド・ファイフ、シンガポール・ジュロン島、米ルイジアナ州ガイスマー、中国の広東省恵州市とともに、建設が進んでいる米ペンシルベニア州の設備を通して供給体制を万全にする。また、ファイフではエクソンモービルと、恵州では中国海洋石油（CNOOC）とそれぞれ合弁で事業を展開している（ポートフォリオの組み換え/石油精製拠点の組み換え/精製集約化と化学品生産との統合効果最大化/化学を成長事業に位置付け/機能化学品の拡大/合弁）。

－Shell の世界全体の精製能力削減内容

Shell は、9 月に、世界で最大 9,000 人の雇用、つまり従業員の 10%以上を削減する計画を発表した。原油処理能力を約半分に削減し、CO2 排出量の大幅な削減を目指す。計画の一環として、Shell は石油精製及び石油化学サイトの数を 14 から 6 に削減する。石油精製拠点は米テキサス州ディアパーク、米ルイジアナ州ノルコ、加アルバータ州スコットフォード、蘭パーニス、独ノルトラインウエストファーレン州ラインラント、シンガポール・ブコム島に集約、化学品生産との統合効果を最大化していく。この動きにより、Shell によるここ数か月の精製能力の総削減量は 57.1 万 BPD になり、自社が保有する世界全体の能力の 5 分の 1 強になる。

最大の製油所であるシンガポール・ブコム島の原油処理能力は、現在の 50 万 BPSD から 25 万 BPSD 削減する予定である。ブコムは、原油、燃料ベースの製品スレートから新しい低炭素バリューチェーンに向けてピボットする。原油処理能力を約半分に削減し、CO2 排出量の大幅な削減を目指し、今後 3 年間で、製油所の構成を段階的に変更していく。

②　BP の戦略

BP は、コロナ禍収束後に脱炭素社会への流れが加速するとの見解を示している。2020 年 8 月には、今後社会が脱炭素に向かう潮流に合わせ、グリーンリカバリーに向けた貢献を含む戦略方針を発表した。最近行われた BP の投資家説明会では、今後のサステナブル戦略として、カーボンフットプリントを 2050 年までに▲50%、オペレーション及び生産で

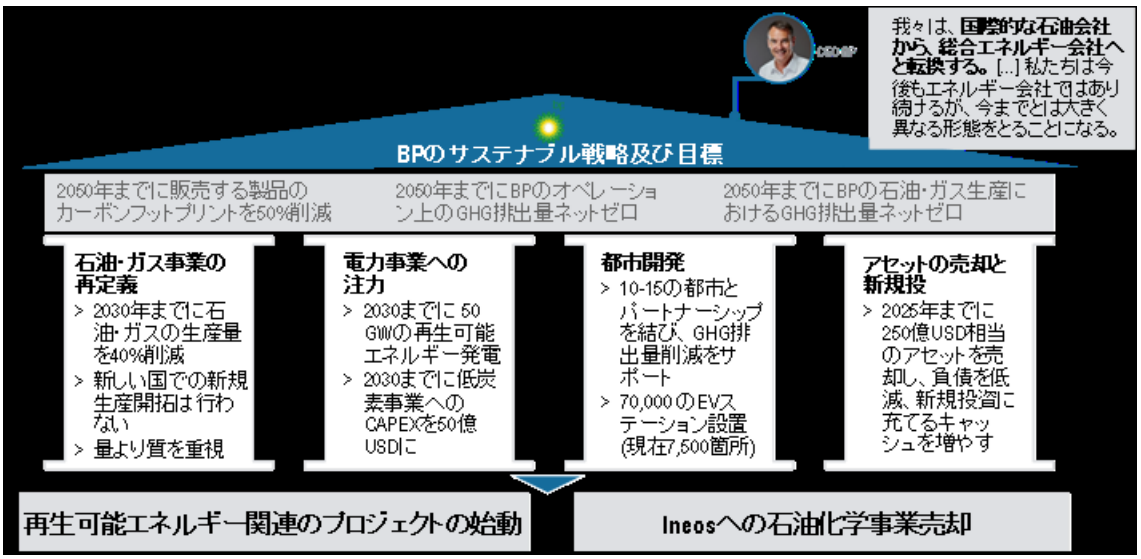
のカーボンネットゼロなどが発表された。その中でも、石油・ガスでは 2030 年までに生産量の 40%を削減し、新たな国の開拓もしないと発表した。EV をはじめとする電力セクターへの注力なども掲げており、そのための投資やプロジェクト開始などを進めている。Ineos への石油化学部門の売却も、こうした代替エネルギーへの投資資金を確保するためという理由が大きい。

ポートフォリオの組換であり、以下 5 つの目標を提示している（図表 4.2.8 参照）。

・オペレーションによる CO2 排出量を、2019 年比で 30-35%削減
・BP の上流での石油及びガス生産における CO2 排出量を、2019 年比で 35-45%削減
・製品の二酸化炭素強度を 2019 年より 15%以上削減
・2023 年までに、メタン測定を実施、及びその二酸化炭素強度を半減
・低炭素への投資額を、年間 5 億ドルから約 50 億ドル（約 5,250 億円）に増加

また、6 月には長期のエネルギー価格の見直し及び、資産のレビューを実施していると発表しており、その額は 13～17.5bil USD 規模（1.37～1.84 兆円）となる見込みである。サステナブル戦略においては、再生可能エネルギー、バイオ燃料への投資が中心で、CCS 関連への投資は、The Clean Gas Project のフィージビリティスタディへの投資や英国北海での共同プロジェクト Northern Endurance Partnership などへの参加を行っているが、まだ商業化の段階ではなく、現時点での主戦略ではない位置づけである。

図表 4.2.8　BP の中長期戦略



（出所）Desk research, BP, Roland Berger2020 年 11 月

BP は、世界的石油化学事業（アロマ・アセチル事業）を 50 億ドルで INEOS に売却する。売却資産は、米国、英国、ベルギー、中国、マレーシア、インドネシア、トリニダード・トバゴの石化設備である。これらは、BP の他の事業とのシナジー効果が無く、成長するには多額の投資が必要であり、石化事業の売却は BP の標榜する「積極的革新」である。製油所と連携しているドイツのゲルセンキルヘンやミュールハイム石化設備は除外されている。BP の石化は、多くの事業を 2005 年に Ineos へ売却して以降、エクソンモービルや Shell などのライバルより規模が小さくなった。BP には、プラスチックボトルや包装用のアロマ事

業や塗料、溶剤、医薬に使われるアセチル事業が残った。現在 26 カ国、180 のサイト、22,000 人の従業員を抱える。

BP と Shell は、同じメジャーでも石化事業戦略には、逆の動きをしている。Shell は、石油・天然ガスを採掘して燃焼するより石化事業は CO2 排出量が少ないと考え、石化事業を拡大している。BP は石化設備でのエネルギー消費量が石油・天然ガス事業より大きいと考えており、BP は炭素排出量を 2050 年までに実質ゼロにするために石化から脱却する。また、石油など化石燃料の需要が長期で低迷すると判断し 2020 年 4～6 月期に最大 175 億ドルの減損損失を計上した。そのため、エネルギー・トランジション（移行）において勝つことも含めて 150 億ドルの資産売却を計画した。今回の売却で移行計画を 1 年前倒しできる。また、化学製品による海洋汚染等のために消費者の不安が高まり、環境保護に注力する BP にとって長期的にはマイナスになるとの判断もあった。

③　Total の戦略

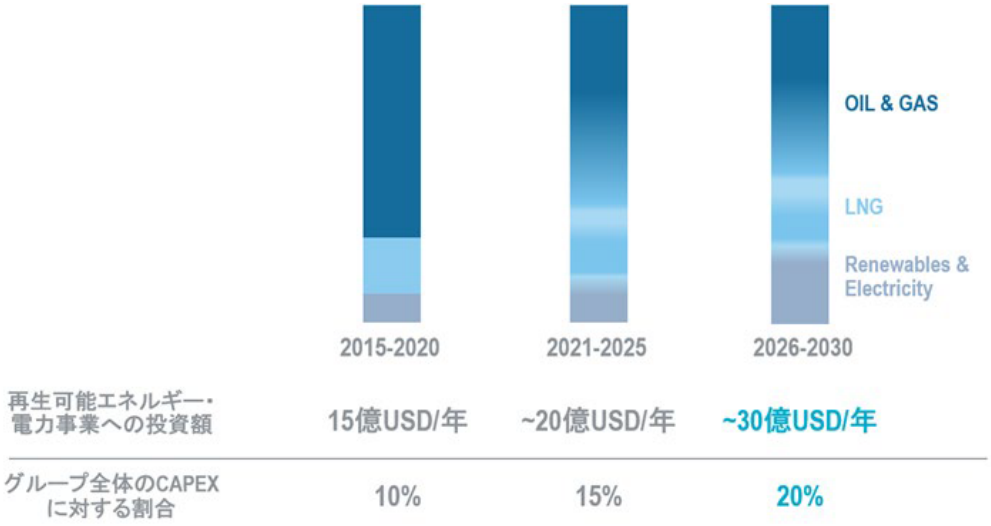
Total は、新型コロナウイルスの影響に対する短期的行動計画として、設備投資の 20%以上の削減、オペレーティングコストの 8 億ドルの削減及び自社株買戻しプログラムの一時停止などを挙げている。ただし、再生可能エネルギーへの投資には意欲を示しており、2020 年 9 月に発表された戦略では、「Total は、総合的なエネルギー会社となり、GHG 排出量を削減しつつ利益率を増やす」としている。実際に、2016 年から 2020 年の間に再生可能エネルギー事業に、80 億 USD（≒8,320 億円）の投資を行ってきた。太陽光や風力、天然ガスや IoT パイプラインに至るまで、幅広い領域でのスタートアップ企業を買収若しくは JV を組むことで、社内に持つポートフォリオ数を急速に拡大している（図表 4.2.9 参照）。そのようにして蓄積したノウハウや技術を活用し、風力や太陽光をはじめ、グリーンディーゼルやバイオ燃料の領域においても競争力を高める狙いである。

図表 4.2.9　Total が買収した再生可能エネルギー関連企業

（出所）Total 社 IR 資料

Total は 2019 年時点での顧客への販売製品のうち 55%が石油製品、40%が天然ガス、5%が電力だったのに対し、2030 年には石油製品及びバイオ燃料を 35%、天然ガス及びバイオガス・水素を 50%、電力を 15%とし、ポートフォリオを増やしつつ、主力商品をより脱炭素社会に沿ったものへと移行していく予定である（図表 4.2.10 参照）。

図表 4.2.10　Total の資本投資予定領域

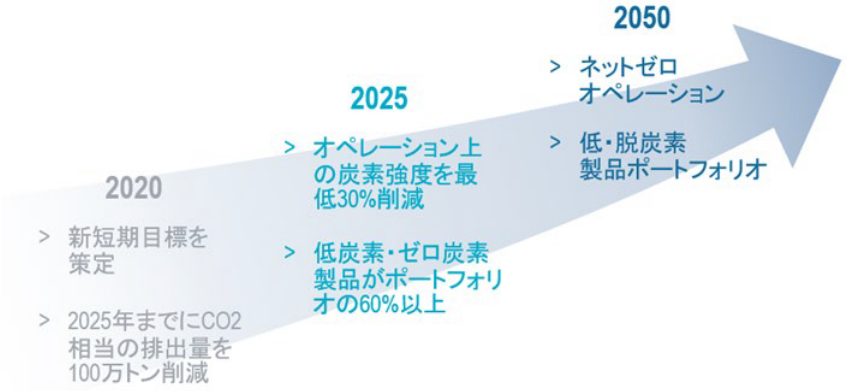


（出所）TotalIR

④　OMV の中長期戦略

オーストリアの OMV は、2020 年 7 月、OMV の事業における GHG 排出量削減目標（▲19%）及び製品ポートフォリオでの削減目標（▲4%）について、当初 2025 年に設定された炭素強度目標を 2019 年度中に削減目標達成することに成功したと発表した。10 年前の脱炭素戦略に関連するプロジェクトにより、OMV は温室効果ガス排出量を 180 万トンの二酸化炭素に相当する量削減したことになる。これを受け、OMV では GHG 排出量削減短期目標を改訂し、2025 年までに、GHG 排出量を上流活動で 60%、精製領域で 20%削減し、全社的な排出量を少なくとも 30%削減することを新たに目指す（図表 4.2.11 参照）。

図表 4.2.11　OMV の新規 2025 年目標及び 2050 年目標



（出所）OMV IR 資料

OMV は 2020 年内に Borealis 社の株 75%を保有（現在保有している 36%に加え、Mubadala 社から 39%を追加購入）する予定である。これらの新規目標を達成するため、OMV は Borealis 社と共同で 2025 年までに最大 10 億ユーロ（≒1,240 億円）を ReOil やバイオオイルなどの

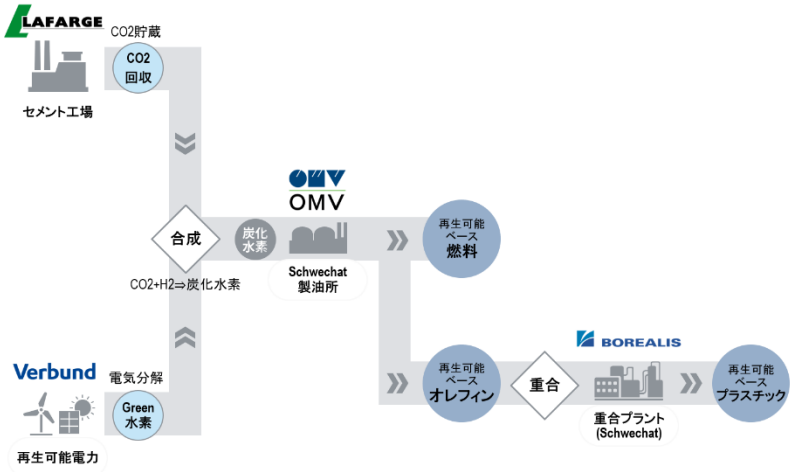
エネルギー転換技術の開発に投資するとしている。また、現在 Schwechat 製油所にある ReOil ユニットは、1 時間に 100kg のプラスチックから 100L の合成原油を生産することができ、2025 年までには 20 万トン/年の処理能力を有するようになることが目標である。これが達成できれば、ReOil により、OMV の製品の CO2 フットプリントが 50%削減されることになる。

また Borealis 株のさらなる取得も、ReOil プロジェクトに更に力を入れるという目的が大きい。

OMV は、廃プラスチックの原料としての再利用は今後 10 年で 500～550 億ドル規模のビジネスになると考えており、そのパイオニアとして Schwechat 製油所を中心に事業を拡大していく計画である。また、OMV は新たな取り組みとして、CCUS に力を入れる LafargeHolcimGroup や風力発電に注力するオーストリア最大の電力会社 VERBUND、OMV グループの Borealis と共に、産業規模での CCUS プロジェクト「Carbon2ProductAustria」を開始することを 2020 年 6 月に発表している（図表 4.2.12 参照）。

本プロジェクトは、業界・部門横断的なバリューチェーンを構築し、2030 年までに本格的なプラントを稼働させ、オーストリアのマンナースドルフにある Lafarge 社のセメントプラントにて年間 70 万トンの CO2 をほぼ 100%回収し、回収した CO2 を資源として利用することを目標とする。CO2 は、VERBUND 社によって生成されたグリーン水素と組み合わせ、OMV によって再生可能ベースの炭化水素に変換し、再生可能ベースの燃料を生成するために使用する。若しくは Borealis 社の再生可能なプラスチックの原料として利用するなどが考えられている。OMV は、これが成功すれば、同社内で年間 70 万トンの CO2 を合成燃料に変換することが可能であるとしている。

図表 4.2.12　OMV による「Carbon2ProductAustria」の概念図



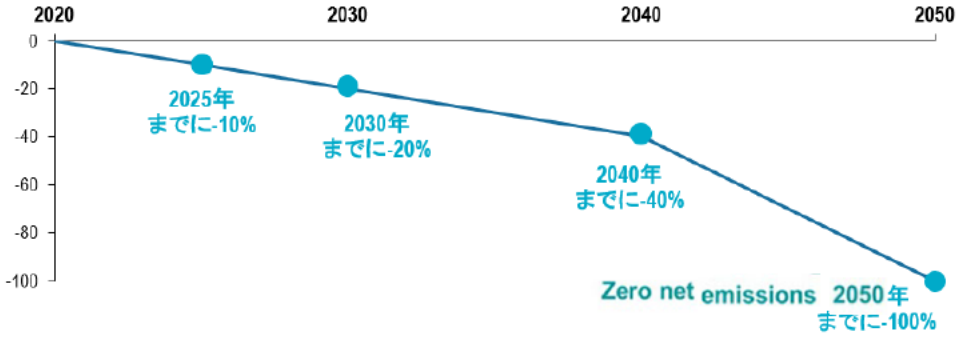
（出所）OMV IR 資料

⑤　Repsol のグリーン化戦略

スペイン Repsol は、2019 年に新たな脱炭素戦略を掲げ、石油メジャーとして 2050 年までの GHG 排出量ネットゼロエミッションを掲げた世界初の企業となった。

同社の目標では、2025 年までに GHG 排出量を▲10%、2030 年までに▲20%、2040 年までに▲40%という中間目標を掲げ、2050 年ゼロ目標達成を目指す（図表 4.2.13 参照）。

図表 4.2.13　Repsol の GHG 排出量ゼロに向けたロードマップ



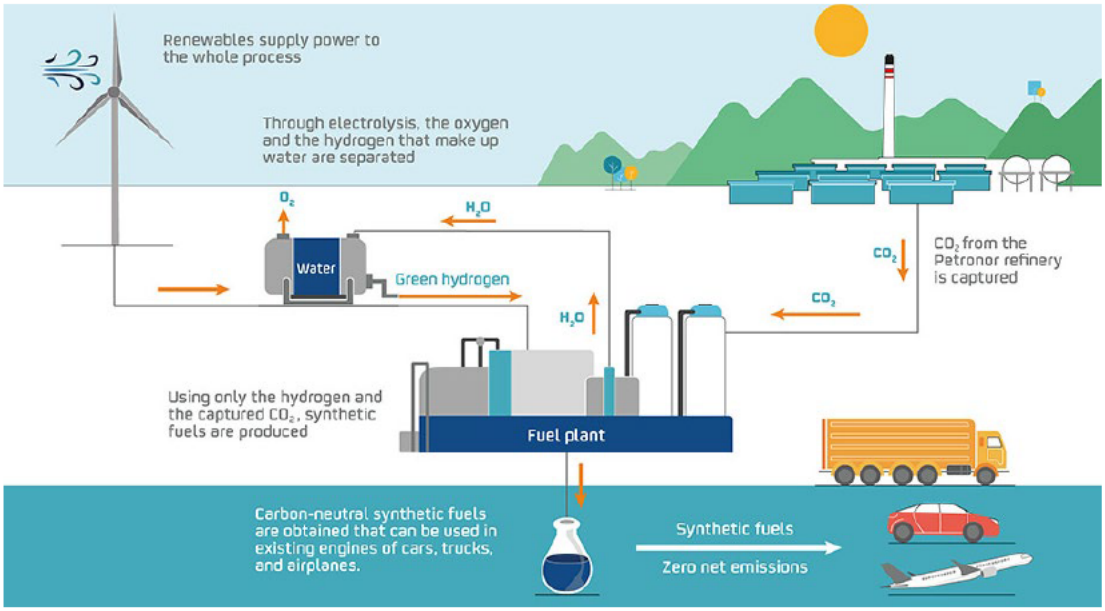
（出所）Repsol　IR

Repsol は、この目標の少なくとも 70%は、現在予測可能な技術で達成することが可能であり、そのためには水素利用や CCUS も踏まえた事業計画を立て、この数値を高めるために利用可能な最善の技術を適用することを約束している。これらの目標達成のため、同社は 2020 年 6 月に先進的な脱炭素プロジェクトを 2 件発表した。

一つ目のプロジェクトでは、CO2 とグリーン水素を使用し、ネットゼロエミッション燃料を製造する世界最大のプラントの 1 つを建設する。このプラントはスペイン北部ビルバオ港周辺にて建設予定で約 8,000 万ユーロ（≒99 億円）の初期投資が予定されている。本プロジェクトには、スペインバスク州に本社を置く石油・ガス会社である Petronor 及びバスク地方政府エネルギー庁も参画し、Petronor 製油所で回収された CO2 を使用することで、ヨーロッパでの新たなベンチマーク化を目標とする（図表 4.2.14 参照）。

また、再生可能エネルギー源から生成されるグリーン水素を原材料として CO2 と組み合わせ、Repsol でのネットゼロエミッションのクリーン燃料開発の最先端に位置付けるとしている。この新たなプラントは、4 年以内に稼働を開始させる予定である。

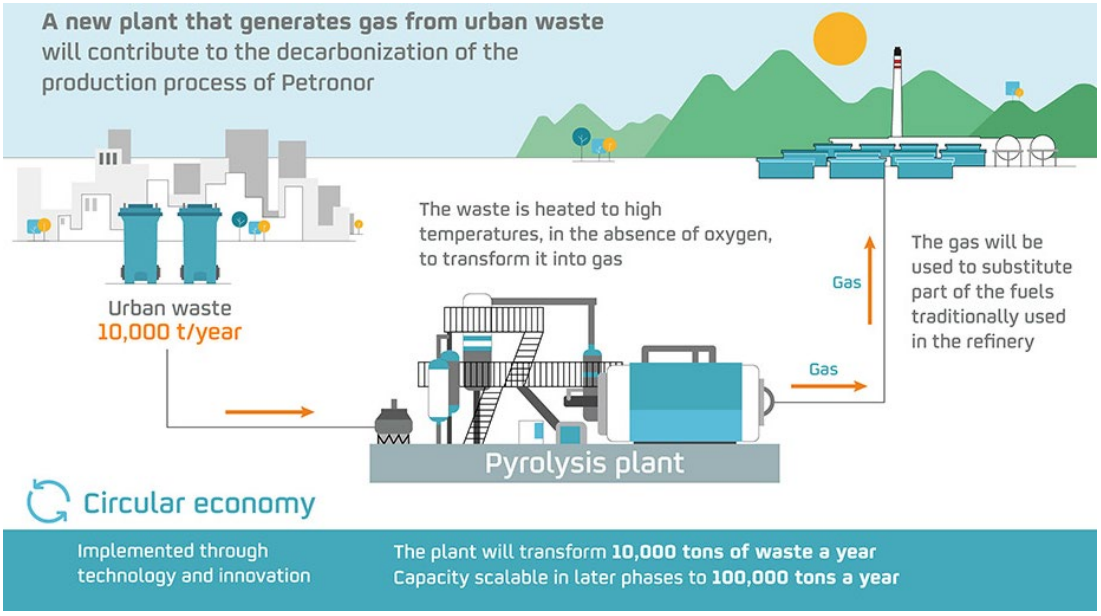
図表 4.2.14　Repsol ビルバオ港でのグリーン水素・CO2 活用プロジェクト



（出所）Repsol　プレスリリース

二つ目のプロジェクトは、ビルバオ港でのプロジェクトに隣接して設置される予定で、Petronor 社が主導し、都市ごみからガスを生成するプラントを建設する（図表 4.2.15 参照)。

図表 4.2.15　Repsol、Petronor 社による都市ごみからのガス生成プロジェクト



（出所）Repsol プレスリリース

これには 2,000 万ユーロ（≒25 億円）の初期投資が行われ、新プラントで生成されたガスは、製油所の生産プロセスで使用している従来の燃料の一部を置き換える。この熱分解プラントは、初期段階では年間約 1 万トンの都市廃棄物を処理することができ、最終的には、周辺地域で発生するすべての都市廃棄物に相当する年間約 10 万トンにまで処理容量を増やすことができると Repsol は考えている。バスク地方政府協力の元、紙類や段ボール、プラスチックや衣類などの都市ごみを回収することで原料とする予定である。これらのプロジェクトが成功すれば同地域における雇用創出にも大きく貢献するとみられており、州政府及びビルバオ港管理局と連携しながら進められていく見通しである。

Repsol CEO の Josu Jon Imaz 氏は、「スペインは、その技術的・産業的能力に基づいて脱炭素戦略を立てる必要がある。CCUS とグリーン水素を用いた合成燃料の生産や、廃棄物を活用する循環型経済の確立は、Repsol の脱炭素戦略において重要な位置づけである。これらのプロジェクトにより、Repsol はこの分野で欧州をリードするプレイヤーとなるつもりだ。脱炭素化のためのあらゆる形態・手段は相互を補完しあい、有効である。それらの技術すべてが例外なく活用されるように奨励することは、エネルギー転換を加速させると同時に、新型コロナウイルスによる打撃から抜け出すのにも有効な手段である。」としており、今後も更に脱炭素化戦略を積極的に進める見通しである。

また、資源の効率的な利用のためのツールとして循環型経済に焦点を当て、植物油由来の高品質バイオ燃料（HVO）の生産量を 2030 年には年間 60 万トンに倍増させ、その半分は 2025 年までに廃棄物由来の製品とする予定である。2020 年 6 月には、スペイン市場初のバイオ

ジェットを製造しており、スペインにおいて持続可能な航空燃料(SAF)を製造するパイオニア企業となることを目指している。試験的にバイオコンポーネントを含む 7,000 トンの航空燃料が製造されており、これにより、440 トンの CO2 排出量が大気中に放出されるのを防ぐ。

化学品事業も、さらなる脱炭素化経済に積極的に貢献していく。その工業プロセスで、Repsol は効率的で循環型経済を志向した事業に取り組んでおり、2030 年までにポリオレフィンの総生産量に占めるリサイクル率 20%を達成することを目標としている。更に同年 10 月には、Cartagena 製油所にてバイオ燃料プラントを建設することが発表された。これは、2011 年の Cartagena 製油所拡張後に使われなくなった 2 つのユニットスペースを利用し、新たに建設するもので、2023 年には稼働を開始する予定であり、稼働すれば 25 万トン/年の水素化バイオディーゼル、バイオジェット、バイオナフサ、バイオプロパンの生産能力を有し、航空機、トラック、自動車に使用されるリサイクル原料からの先進的バイオ燃料が生産される予定である。その他にも Repsol は脱炭素目標を達成するため、2021 年には投資総額の 30%以上を脱炭素プロジェクトに充てるとしている。CEO やエグゼクティブらの報酬をパリ協定目標達成への貢献度に合わせて変動させる仕組みを作っており、組織全体でのコミットメントを示すなど、脱炭素化への取り組みに対する意欲は高い。

2019 年には、15 兆ドル以上の資産を運用する世界最大級の投資家 50 社を集めた団体「Transition Pathway Initiative （TPI)」が、Repsol をパリ協定の目的に適合した戦略を持つ、このセクターにおける世界で唯 2 社のうちの 1 社として認定した。また、35 兆ドル以上を運用する 370 人以上の国際的な投資家を集めた「Climate Action 100+」イニシアチブは、Repsol は投資家と協力して、気候変動に関する立場とパリ協定との整合性を強化しているとして、この分野での Repsol の取り組みを認定した。更に、スタンダード&プアーズは、Repsol を同業他社の中で最も先進的な持続可能性戦略を持つ企業の一つとしてランク付けし、事業の多角化とパリ協定への確固たるコミットメントを高く評価した。

⑥　グリーン事業パイオニア Neste の事業戦略

Neste は、バイオジェット燃料をはじめとする再生可能燃料のパイオニアとして技術開発を進めてきており、現在もすでに同社の利益の内 70%は再生可能燃料の製造・販売によるものである。今後も引き続き廃棄物や残留物を原料とし、交通・運輸向け燃料を生産・販売する意向である。今後の戦略として、同社は以下の点を主に掲げている。

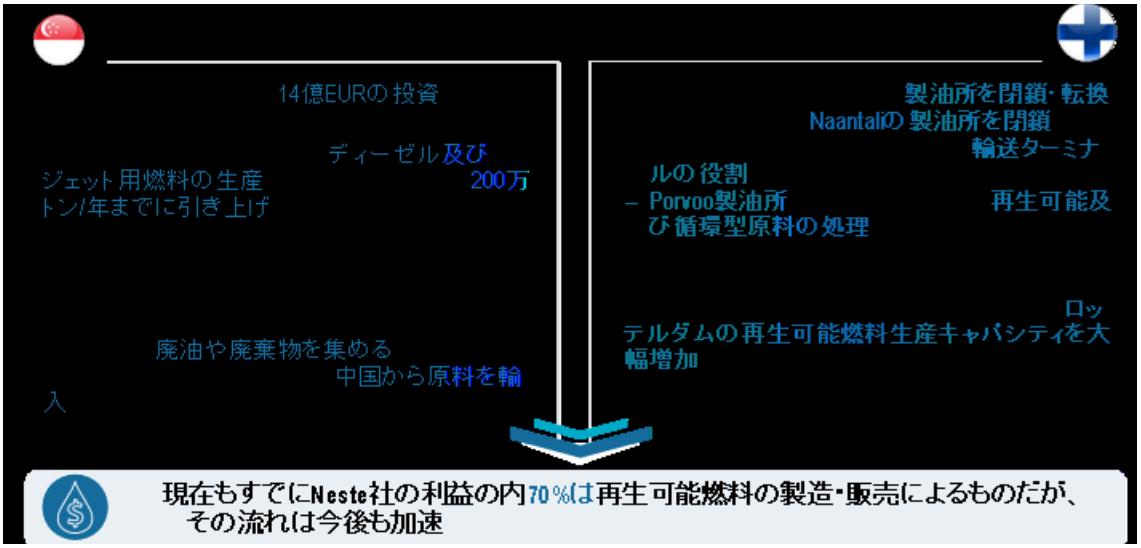
・2025 年までに植物由来油の使用を無くし、廃棄物や残留物を 100%原料とする
　現在 Neste が使用している原料のうちの 20%がパーム油を含む植物性油であり、EU の決定でパーム油がグリーン燃料と認められなくなったことを受け、Neste も植物由来の原料を使用しないという決定を行った。ただし、同社は今までも使用しているパーム油は生産状況の透明性を完全に確保しており、化石燃料よりも 69%GHG 排出量が低いと主張してきた。
・再生可能燃料の提供により道路交通及び航空機用燃料における脱炭素化をサポートする
・再生可能ソリューション市場でのリーダーとしてグローバルシェアの 40%を有する立場を今後も強固なものにする
・プラスチックのケミカルリサイクルの分野でリーディングプレイヤーとなる
　同社はアジアでのポジションを高めるため、シンガポール製油所に 14 億 EUR（≒1,740 億円）の投資を実施している（図表 4.2.16 参照)。目標としては、2023 年までにディーゼ

ル及びジェット用燃料の生産を 100 万トン/年から 200 万トン/年までに引き上げることとしている。原料となる廃油や廃棄物を集めるため、上海に法人を設立し、法人を通じて中国から原料を輸入する予定である。

・Naantali の製油所を閉鎖、主力 Porvoo 製油所のアップグレードとグリーン化

本社のあるフィンランドでは製油所の転換が行われている。5.8 万 b/d 規模の Naantali の製油所を閉鎖し、オペレーションセンターへと転換、輸送ターミナルの役割を担うこととなる。新型コロナウイルスの影響もあり、エネルギー転換が加速している中で、大型の製油所を稼働させることはサステナブルではないという考えのもとで転換が決定された。これらの転換により、フィンランド国内での燃料供給量に影響は出ないものの、470 名の従業員が余剰となる見通しである。

図表 4.2.16　シンガポール及びフィンランド製油所への投資



（出所）Desk research, Neste, Roland Berger　2020

⑦　BASF 社のカーボン・マネジメント・プログラム

BASF は生産活動における二酸化炭素（CO2）の削減に向けた技術開発を拡大し、革新技術で環境対応の化学品生産をリードする構想を持つ。2030 年までに CO2 排出量を現状レベルに維持したまま事業成長を実現する目標を達成するため革新技術の開発プロジェクトを 2018 年にスタートした（図表 4.2.17 参照）。ただし、「CO2 は、原料としての単純な再利用では用途が限られており、求められる大規模削減の決定打となっていない。」（マーティン・ブルーダーミュラー会長兼 CTO）との見方から、「カーボン・マネジメント・プログラム」を発足した。全く新しい技術により、化学品生産における CO2 を削減する目的で、4 つの R&D テーマを設定している。

・スチームクラッカーの熱源における再生可能エネルギーの利用

通常のクラッカーでは、ナフサ熱分解によるオレフィン生産に約 850℃の熱が用いられるが、その熱源となる化石燃料が大きな CO2 の排出ソースとなっている。BASF では、この熱源として、再生可能エネルギーで発電した電力を用いる構想を持っており、5 年以内に世界初となる同コンセプトのクラッキング技術を開発する。これにより、従来法と比べて

約 90%の CO2 排出が削減できるという。

・環境配慮型の水素製造プロセス

環境配慮型の生産プロセスとして、天然ガスから直接水素を生産する技術開発に着手した。従来、メタンなどの天然ガスと水蒸気を反応させ水素を生産しているが、同時に一酸化炭素・二酸化炭素も副生される。これに対し、BASF は、熱分解によりメタンを水素と炭素に直接分離する技術の確立を目指す。この熱分解に再生可能エネルギーを用いる場合、商業規模の水素製造においても CO2 の完全フリーが実現できるとしている。

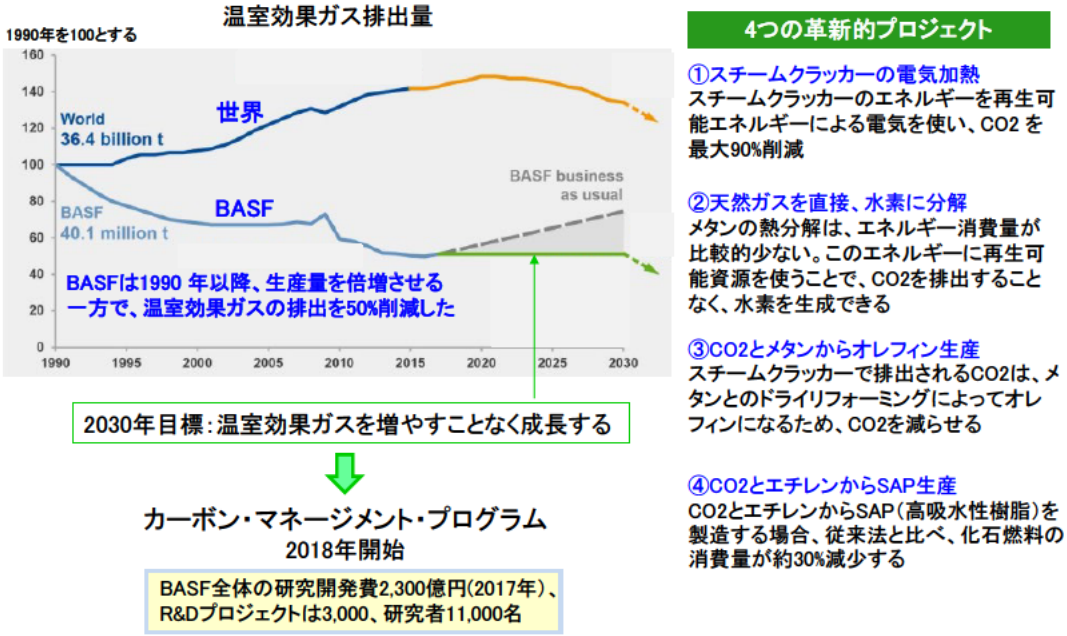
・ドライリフォーミングによるオレフィン生産

BASF では、触媒技術を用いた「ドライリフォーミング」によってメタンからシンガスを合成し、そのシンガスを原料としたジメチルエーテルを経由してオレフィンを生産するプロセス技術に注目している。カギとなる触媒技術は、Linde 社との協業も通じて BASF の研究者が一定の開発成果を上げており、将来の実用化の段階では電力熱源のスチームクラッカーなどへの導入の可能性を探る。

・CO2 を化学品の原料とする技術開発

SAP の出発原料であるポリアクリル酸ナトリウムを CO2 とエチレンから生産するというもので、数年前に BASF の化学者が確立した触媒技術を基に、同プロセスを工業規模にスケールアップした。更にミニプラントへの導入にも成功している。従来のプロピレンからアクリル酸を経由する製法との比較で、新プロセスでは石油由来原料のうち 30%を CO2 に置き換えることができる。

図表 4.2.17　カーボン・マネジメント・プログラム



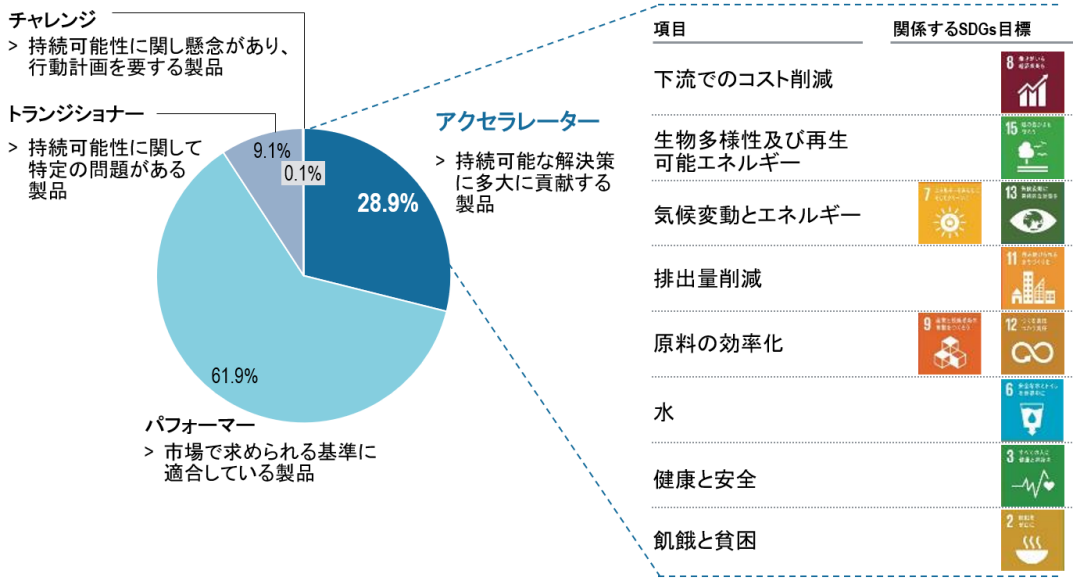
（出所）RING 編集

カーボン・マネジメント・プログラムでは、今年度も昨年と同様に、主に CO2 排出の回避に注力されている。自社プラントでの生産プロセスで最大限の効率化を目指すオペレーショナル・エクセレンスのための予算を年間 2.5 億ユーロから 3.5 億ユーロに引き上げ、そのうちの一部が CO2 排出の削減に割り当てられた。

また、BASF は製品生産過程の透明化のため、製品の生産ライフサイクルすべての CO2 エミッションを計算するデジタルアプリケーション「プロダクト・カーボンフットプリント」（PCF）を導入することを発表している。PCF では、自社プラントの生産過程で排出された CO2 だけではなく、購入した原材料やエネルギーの排出量も含めた計算結果を算出することができる。BASF は 2021 年までにすべての製品の PCF を公開することを目標としている。PCF に関する情報を顧客に提示することで、CO2 排出量をもとに製品の選択肢を提供することができ、これは結果的にカーボンフットプリントの減少に繋がるとしている。

更に、同社はサステナブル・ソリューション・ステアリングという独自の持続可能性基準に基づいた製品ポートフォリオの評価手法の中、最も評価の高い「アクセラレーター」に分類される製品による売上高を 2025 年までに 220 億ユーロに引き上げるという企業戦略に向けて、アクセラレーターの割合を 2018 年の 22.7%から 2019 年の 28.9%に拡大した（図表 4.2.18 参照）。

図表 4.2.18　BASF の Sustainable Solution Steering(2020 年時点目標)



（出所）BASF　IR

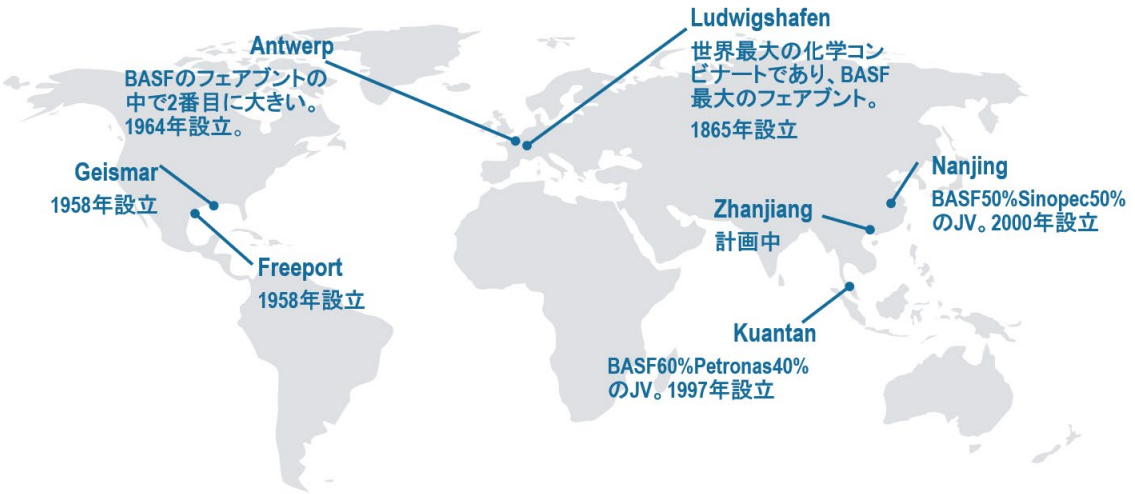
BASF はこのほか、プラスチックごみ由来の化学品原料を実用化するプロジェクトを開始するなど、環境対応と事業性の両立に向けたプロジェクトに経営資源を投じている。2018 年にプラスチック廃棄物をケミカルリサイクルし、産業規模で製品を製造することを目的とした ChemCycling™プロジェクトを立ち上げ、2019 年から他社への出資や、他社との連携などの取り組みを始めている。2019 年、BASF はプラスチック廃棄物の熱分解及び熱分解油の精製を専門とする Quantafuel に 2000 万ユーロを出資し、両社は協業により、熱分解と精製の統合プロセスからなる Quantafuel のケミカルリサイクル技術を更に発展させ、化学品製造の原料として使用できるよう生産量を最大化することを目指している。BASF は Quantafuel から買い取った二次原材料を ChemCycling プロジェクトに活用し、ケミカルリサイクルされたプラスチックの市場を開拓していく考えである。再生原料はルートヴィッヒスハーフェンにある BASF の統合生産拠点において、一部化石資源の代替として投入され

る。また、デンマークの Quantafuel 工場が本格稼働した段階で、プラスチック廃棄物をケミカルリサイクルして製造した製品を、一部の顧客向けに商業的な規模で供給することを目指す予定である。更に、両社は供給量を商業規模で拡大するため、ケミカルリサイクルの一環として精製される炭化水素の生産設備を共同で建設することも目指している。

また、2020 年には、廃タイヤの熱分解を手掛けるドイツの Pyrum に 1600 万ユーロを出資した。BASF は、ChemCycling プロジェクトの一環として、Pyrum の廃タイヤの熱分解工場による熱分解油の大半を入手し、マスバランス方式を用いて新しい高性能化学品の生産に使用する。また、BASF と Pyrum は、廃タイヤ由来の熱分解油の生産能力を今後数年以内に、年間最大 10 万トンに増強することが可能と見込んでいる。更に、BASF は 2020 年に廃タイヤの熱分解を専門とするテクノロジー企業、ハンガリーNew Energy 社と購入契約を締結し、廃タイヤ由来の熱分解油を年間最大 4,000 トン購入する予定である。両社は、世界的なプラスチック廃棄物問題の解決に取り組んでおり、そのために、New Energy が有する独自の熱分解技術を、その他のプラスチック廃棄物のリサイクルに適応させることを目標とした、フィージビリティスタディの契約も締結した。

BASF 社は脱炭素を目指すにあたり、以前からフェアブントシステムを重視しているが、この方針は今後も変わらない見通しである。フェアブントは、生産工場と技術を連携させ、資源を効率的に使用し、専門技術の活用を図っている BASF の大きな強みの 1 つである。このシステムにより、化学品製造におけるエネルギー消費を抑え、製品のより高い収率を生み出し、資源を節約することが可能になる。原材料やエネルギーを節約し、排出量を最小限に抑え、物流コストを削減することで、シナジー効果を発揮する複雑なシステムではあるが、日々変動する需要やマーケットに柔軟に対応できるため、BASF の戦略では重要視されており、今後もフェアブント体制を構築・発展させ、より少数で効率性の高い拠点でのオペレーションに統合し、業界をリードしていくことを目指す。BASF は、現時点で、全世界に 347 カ所の生産拠点と 6 カ所のフェアブント拠点（統合生産拠点）を有し、事業を結びつける生産、市場のプラットフォームや技術の物理的な統合拠点となっている（図表 4.2.19 参照）。

図表 4.2.19　BASF 社の世界フェアブント拠点



（出所）BASF 社 IR

また、2019 年 11 月に BASF は新たに、中国湛江にスマートフェアブントプロジェクトを設立した。このプロジェクトの総投資額は 100 億 USD（≒１兆円）と、BASF 最大の投資であり、BASF が単独で運営することで、最新のテクノロジーを用いて最高水準の安全性とサステナビリティを追求するスマートフェアブントを目指す予定である。

⑧ Ineos のサステナビリティ戦略

英 INEOS は、BP から石油化学部門を買収するなど、事業を大幅に拡大しつつ、サステナビリティ戦略も並行して進めている。サステナビリティ戦略として、同社は 循環型経済の確立を目標として掲げており、2025 年までに以下の数値目標を達成するとしている。

・製造・販売製品の内、年間 325 キロトンをリサイクル製品にする
・ポリスチレン包装製品の内 30%をリサイクル製品にする
・ポリオレフィンベースの包装製品の内、少なくとも 50%をリサイクル製品にする
・年間 900 キロトンのリサイクル塩化ビニルを提供する
・ポリマー製品は 100%リサイクル可能なものを提供する

INEOS はまた、Plastic Energy 社と共同で、熱分解ベースのケミカルリサイクルプラントを新たに建設する。建設予定地は未定だが、欧州のクラッカーサイト周辺になると予想されており、2023 年末までに稼働開始を計画している。これが実現すれば、同社の掲げる循環型経済目標達成にも大きく貢献するとみられる。

更に、同社は 2020 年 11 月、新たにクリーンな水素製造に向けた新規事業を立ち上げたことを発表した。INEOS は現時点においてもすでに年間 30 万トンの水素を製造しており、子会社の Inovyn は欧州最大の電解水素オペレーターである。水素事業責任者の Wouter Bleukx は、「水素活用は脱炭素経済実現のための非常に重要な技術であり、近年では英国、ドイツ、フランスはじめ欧州各国で交通・輸送や他部門において水素活用を進める動きが加速している。INEOS は電気分解技術を豊富に有するプレイヤーとして、カーボンゼロをサポートする独自の立場にあると考えている。」としている。同社はクリーン水素、とりわけグリーン水素の製造・活用においてはその生産コストの高さが障壁になっていると考えており、今後、最も低単価なグリーン水素の製造を目指しつつ、CCS を活用するブルー水素の生産なども視野に入れ、グリーン水素のみに焦点を絞ることはしないと発表している。

４．２．３ 新型コロナ禍後の経済復興と次世代の利益獲得のための新ビジネス創出

（１） 「Next Generation EU」の設立

2020 年の新型コロナウイルスの流行は、前述の通り、欧州の石油・石油化学業界において「グリーンリカバリー」という形で大きな影響を与えることとなり、2020 年 7 月に行われた臨時の欧州首脳会議では、コロナからの経済復興基金として「Next Generation EU」の設立が決定した。本基金は、2021 年～2027 年の予算に組み込まれており、返済義務のない給付金が 3,900 億ユーロ（≒48 兆円）、融資金（ローン）が 3,600 億ユーロ（≒45 兆円）の合計 7,500 億ユーロ（93 兆円）となっている（図表 4.2.20 参照）。

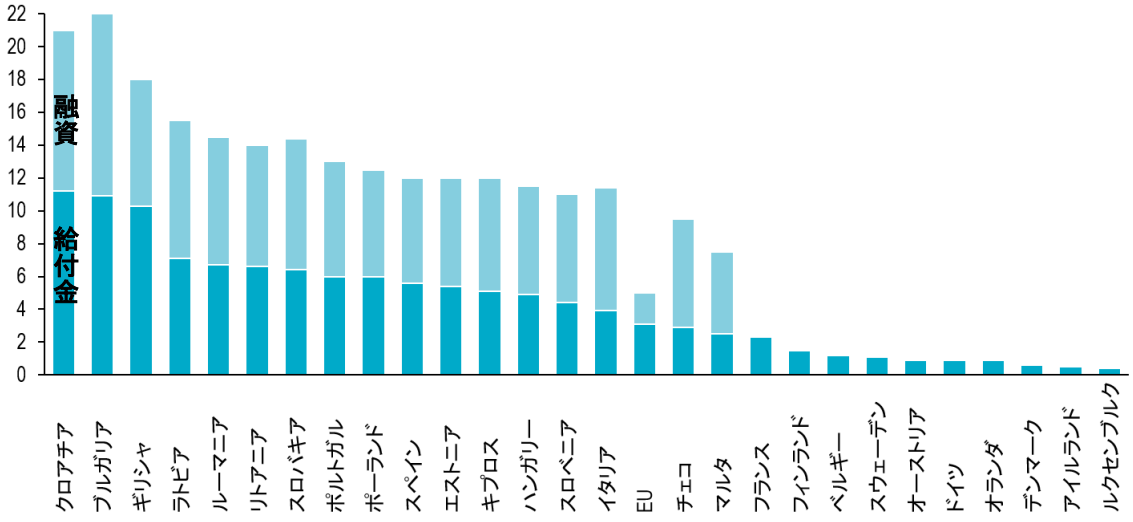
図表 4.2.20　Next Generation EU 基金の資金配分

（出所）European Council

フォンデアライエン委員長は、復興基金について「今日の危機を乗り越えるための連帯を示すだけでなく、将来に向けた、世代を超える協定」と表現した。そして、次の世代の人々が復興策の展開を通じた利益を享受できるように、欧州グリーンディールを復興の中核的な政策の 1 つに位置づけた。

給付金のうち、775 億ユーロ（≒9.6 兆円）は既存の EU プログラムに振り分けられ、その他の 3,125 億ユーロ（38.8 兆円）及び融資金は新たに設置された European Recovery and Resilience Facility（ERRF）を通じて各国に配布されることとなる。7 月 21 日に欧州委員会により発表された提案によれば、基金は、新型コロナウイルスの影響及び各国の経済状況に応じて、図表 4.2.21 のような資金配分を予定している。

図表 4.2.21　各国ごとに予定されている資金配分額（GDP 当たり％）



（出所）Intereconomics

（2）　グリーンディール他６つの優先課題

Next Generation EU 基金では、欧州として取り組み優先度の高い環境、デジタル化及び経済のレジリエンスの強化のための投資を行うとしており、そのうちの「環境」では、欧州グリーンディール（図表 4.2.22、図表 4.2.23 参照）との連動が重要となる。
現在、EU では優先課題として 6 つの課題を挙げているが、グリーンディールはその中でも最優先課題と言える。

① 欧州グリーンディール（A European Green Deal）
2050 年に GHG 排出が実質ゼロとなる目標設定をしており、グリーンディールは 2030 年に向け EU 気候目標の引上げやそれに伴う関連規制の見直しなどの行動計画にあたる。

② 欧州デジタル化対応（A Europe fit for Digital Age）
デジタル化に向けた以下のような、様々な取組を実施する必要性がある。AI に関する規制提案／「Fit for Digital Age」戦略／NIS 指令（サイバーセキュリティ指令）の見直し／中小企業戦略、等が含まれている。

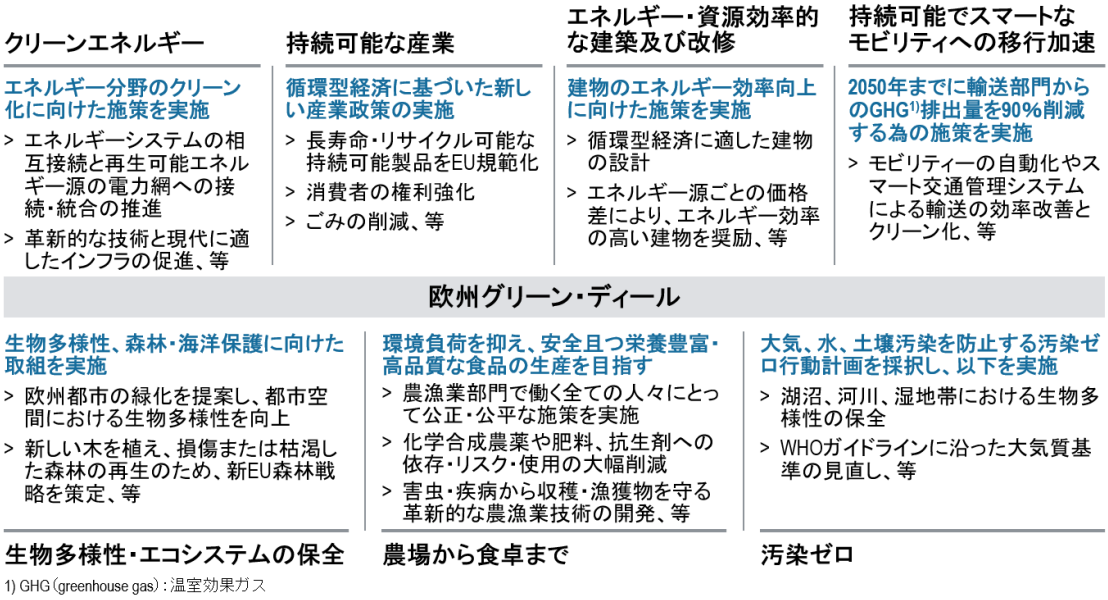
③ 人々のための経済（An Economy that Works for People）
社会的公正と繁栄の両立に向けた取組を実施。公正な最低賃金の設定／アンチマネーロンダリングに関する行動計画、等が含まれる。

④ 世界におけるより強い欧州（ A Stronger Europe in the World）
グローバルでの EU の役割強化に向けた取組を実施する。アフリカ等との協定締結／東方パートナーシップ（EU と旧ソビエト連邦を構成していた 6 ヵ国(アルメニア、アゼルバイジャン、ベラルーシ、ジョージア、モルドバ、ウクライナ)との間で創設された枠組み）強化／WTO 改革等に関する措置、等

⑤ 欧州生活様式推進（Promoting our European Way of Life）
EU 市民・価値観の保護のための取組を実施。EU 市民のスキル強化や教育向上／難民・移民に関する措置／域内の安全確保、等

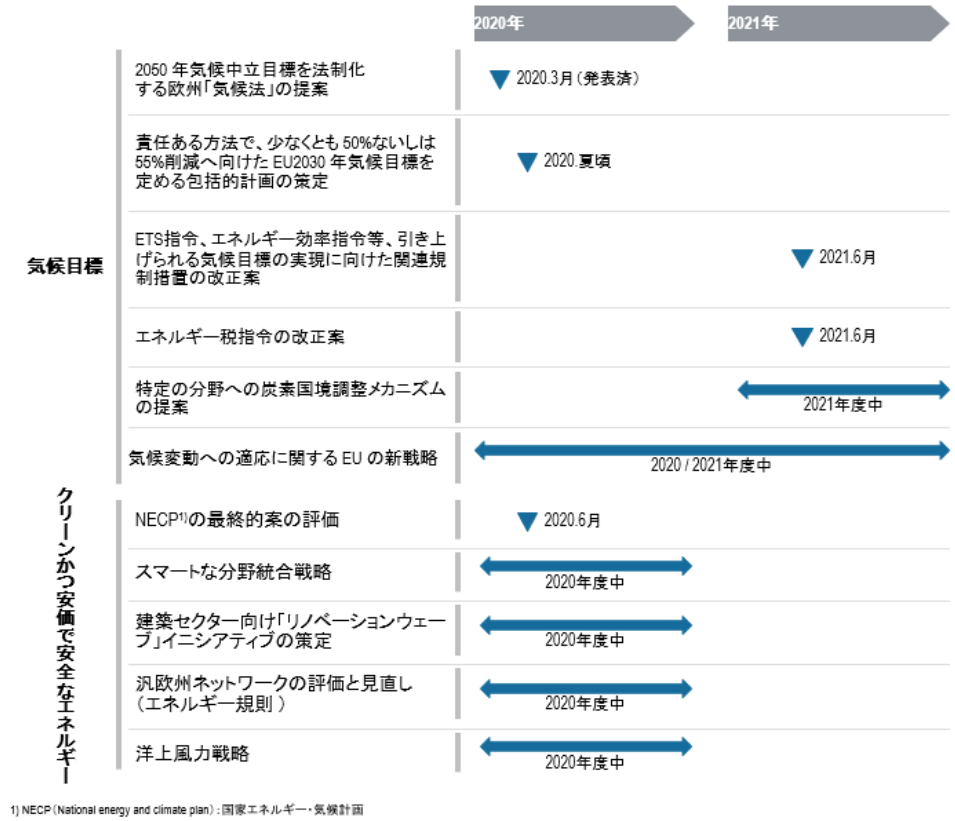
⑥ 欧州民主主義の更なる推進（A New Push for European Democracy）
EU 民主主義強化のための取組み。欧州民主主義行動計画／基本的人権・人口変動・非差別原則の強化に関する措置、等

図表 4.2.22　欧州グリーンディール



（出所）European Council

図表 4.2.23　グリーンディールのロードマップ



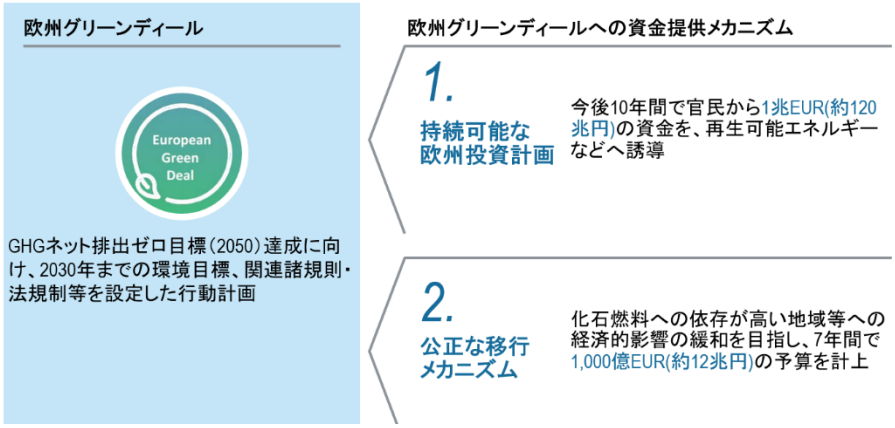
（出所）JETRO

（３）　「欧州グリーンディール」と「公正な移行メカニズム」

2020 年 1 月には、欧州グリーンディールへの資金提供メカニズムである、「欧州グリーン

ディール投資計画」(持続可能な欧州投資計画)と「公正な移行メカニズム」が発表された。グリーンディール投資計画では、今後 10 年間で 1 兆ユーロの投資を再生可能エネルギー関連事業などへ誘導する計画であり、「公正な移行メカニズム」は、化石燃料への依存度が高い地域やコミュニティへの経済的な影響の緩和をめざすもので、7 年間で 1,000 億ユーロの予算を計上する（図表 4.2.24 参照)。

図表 4.2.24　グリーンディールの予算計画



（出所）European Council

北欧など再生可能エネルギー比率が既に高水準になっている国もある中で、ポーランドやチェコ、ルーマニアなどの東欧諸国を中心に、石炭への依存度の高い国も存在し、国によってエネルギー事情は様々である。このような状況を踏まえ、「公正な移行メカニズム」では化石燃料への依存度が高い国の再生エネルギーへの転換を支援することを目的としている。本メカニズムは、以下 3 点を基本方針としている。

① 「公正な移行基金(Just Transition Fund)」の創設
化石燃料への依存度が高い地域やコミュニティの労働者に対して教育訓練などを行うとともに、地域の雇用創出を見据えた新規ビジネスの立ち上げ支援、再生可能エネへの投資支援などに、75 億ユーロを充当する。Next Generation EU 基金の使用先として、本取り組みが挙げられており、予算を 400 億ユーロまで引き上げる提案がされている。

② 投資戦略（Invest EU）の実践
持続可能なエネルギー・交通などへの民間投資を誘導すべく、450 億ユーロを活用予定している。

③ 欧州投資銀行からの融資の拡充
地域熱供給ネットワークの整備や建物の改修などを対象に欧州投資銀行が 250 億～300 億ユーロを融資する予定。

新型コロナウイルスからの復興基金である「Next Generation EU」の設置もあり、この様な欧州におけるグリーンディールの取り組みは今後より強化されることが予想される。

４．２．４　エネルギーシステム統合のための EU 及び各国の戦略

（１） エネルギーシステム統合のための EU 戦略

欧州委員会から、複数のエネルギーシステム、インフラ及び部門を横断し、全体としての

エネルギーシステムを統合させることを目標とする「エネルギーシステム統合のための EU 戦略」が 2020 年 7 月に発表された。現在のエネルギーシステムは、特定のエネルギー資源が特定の最終用途部門に厳密に紐づいていることが一般的であり、この並列型のバリューチェーンでは技術的・経済的に非効率となり、カーボンニュートラルを実現することが難しいとされている。それに対し、本戦略では、気候を保護しつつエネルギー安全保障を強化しながらより統合されたエネルギーシステムの構築を目指すものである。
エネルギー統合戦略は、大きく三つの要素から成り立っている。

・発生するエネルギーを無駄にしない、エネルギー効率を最優先に考慮し、より循環型のシステムを構築すること。（工場などから発生する廃熱の再利用の促進など）
・再生可能エネルギー源から生産された、よりクリーンな電力を使用すること。
　従来、化石燃料へ依存してきた建物、産業、輸送などの部門で、よりクリーンな電力を使用する。
・輸送や産業など、脱炭素化が困難な分野向けの水素を含む再生可能で低炭素の燃料の利用を促進すること。
　バイオ燃料や水素活用、CCUS などを活用できるよう、関連技術の開発を支援する。

今後、戦略で発表された目標を達成するにあたり、欧州委員会内でより具体的な政策立案が進められる見込みである。

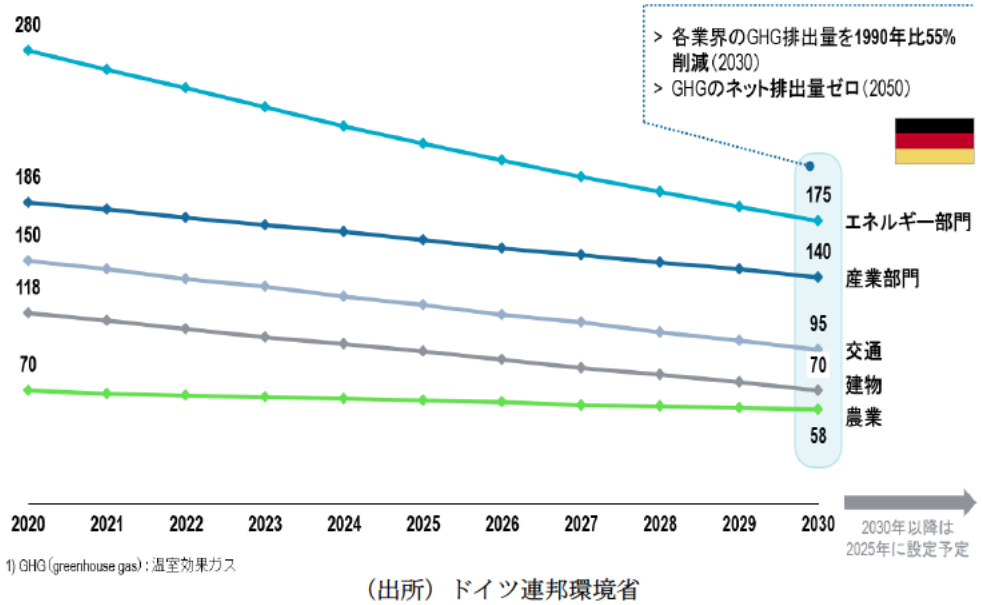
（2）　ドイツにおけるエネルギーシステム統合戦略

ドイツでは、こういったエネルギーシステムの統合も見据え、Reallabore 実験などでも積極的に部門横断での循環型社会構築に関する実験などを支援している。前述の西海岸プロジェクトもこれにあたる。

①　ドイツ連邦気候保護法

2019 年 10 月には連邦気候保護法が承認されており、パリ協定目標遵守に向け、達成計画が法で定められることとなった。ドイツは、2050 年目標達成のための中間目標として 2030 年に 90 年比で温室効果ガス排出 55%削減を改めて法案に盛り込んでおり、エネルギーシステムの統合に加え、その基盤ともなるエネルギー転換を加速的に進める方針である。連邦気候保護法では、エネルギー、産業、交通、建物、農業、廃棄物その他、6 セクターに 2020 年から 2030 年までの GHG 排出量規制が定められており、2030 年以降の排出量規制は 2025 年に設定される予定である（図表 4.2.25 参照）。

図表 4.2.25　連邦気候保護法にて定められた各部門の GHG 排出量（CO2 換算 Mton）



（出所）ドイツ連邦環境省

②　「気候保護プログラム 2030」のアクションプラン

法整備に加え、ドイツでは「気候保護プログラム 2030」のアクションプランも発表している。本アクションプランには、例えば交通及び建物部門において CO2 国内価格を導入する。ドイツ市場に原材料を供給する企業は、事前に CO2 排出権証書を購入する必要があり、また、そのコストを消費者価格に転嫁可能となる。政府は CO2 排出権証書の価格を初年度に 1 トンあたり 10 ユーロで設定し、毎年排出量の上限に合わせて再設定する予定だ。将来的に価格を毎年引き上げる一方で（2025 年には 1 トンあたり 35 ユーロ）、CO2 排出量の上限を引き下げて、気候保護目標を達成する計画としている。その他にも、環境負荷の少ない鉄道運賃における付加価値税の引き下げ（19%→7%に軽減）や、航空税の引き上げ（ドイツ国内便・ドイツ発 EU 域内便の航空税を 76%、中距離・長距離では 43%増税）、CO2 排出権取引を運輸分野と暖房分野に導入するなど、分野ごとに 66 の対策を挙げている。これらの手法を通して、各セクターが温室効果ガス排出を削減しているかについて毎年モニタリングを行い、排出量が超過した場合は専門家によって 3 ヶ月以内に即時対応プログラムが提案される予定である。

③　統合国家エネルギー気候計画(NECP)

更に、コロナ禍の 2020 年 6 月においても、ドイツ政府は統合国家エネルギー気候計画(NECP)を採択しており、今後ますますエネルギー統合や脱炭素政策への投資を進めていく姿勢である。2020 年 7 月から 2021 年 12 月までに低排出ガス車購入時の補助金を増額、2020 年 7 月から遅くとも 2038 年までには石炭・褐炭火力発電所の廃止などがすでに決定されている。

（3）　英国におけるエネルギーシステム統合戦略

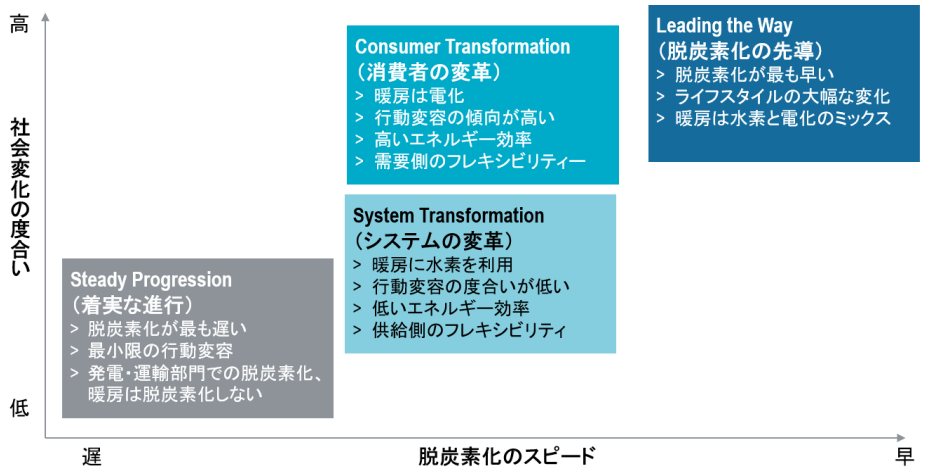
①　気候変動法改正法

イギリスでは 2020 年 6 月に 2050 年までに GHG 排出量ネットゼロとすることを目指し、気候変動法改正法案を可決した。

② 「Future Energy Scenarios for the next 30 years (FES2020)」

2020 年にはイギリスにて電力・ガス事業を展開する National Grid が「Future Energy Scenarios for the next 30 years (FES2020)」を発表した。今後の社会の変化に応じた 4 つのシナリオ（Steady Progression、Consumer Transformation、System Transformation、Leading the Way）が提示されている（図表 4.2.26 参照)。

図 5.2.26 National Grid による、4 つのシナリオ



（出所）National Grid

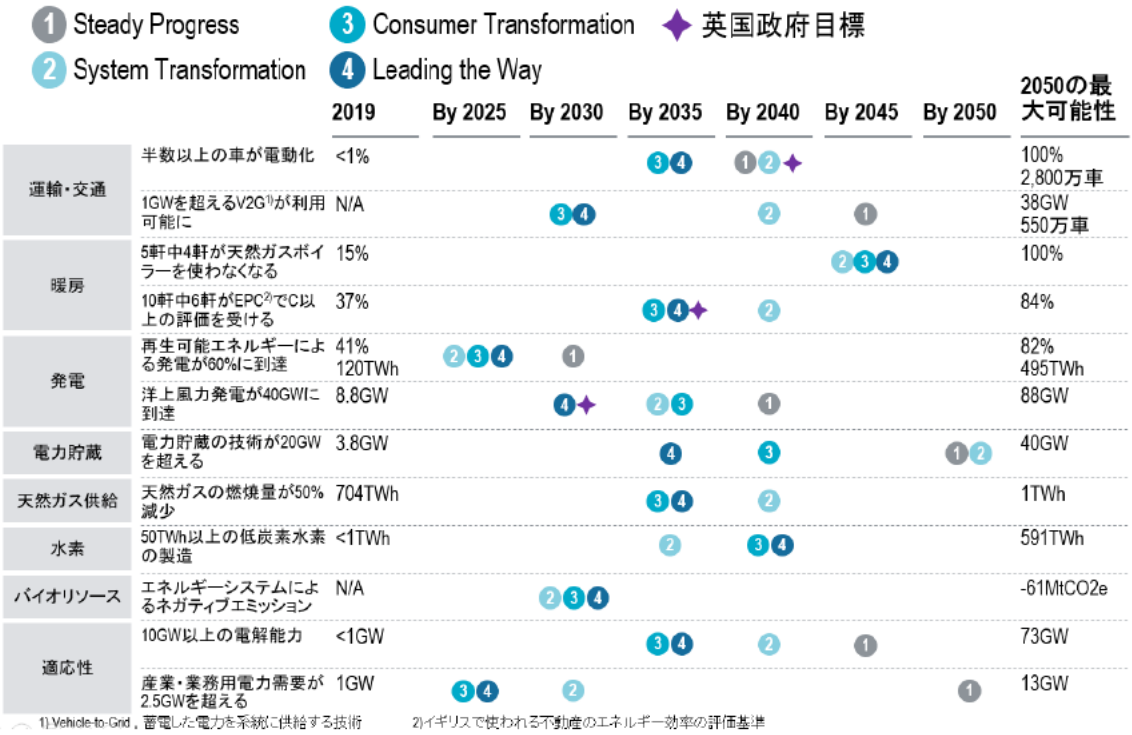
最も脱炭素化スピードが遅いシナリオである、「Steady Progression（着実な進行)」は、天然ガスが中心に利用され、小型車は EV 化が進み、大型車では化石燃料が中心に使われていると仮定、またエネルギー効率は依然低く、エネルギー需要は大きい状況としている。社会の変化の度合いは高いものの、脱炭素化スピードは中程度とする「Consumer Transformation（消費者の変革)」シナリオでは、家庭及び産業用の暖房は電化され、電力は、風力発電を中心に供給される。

また、水素は天然ガス及び CCS を用いて英国内で製造されると仮定し、社会変革の度合は低く、脱炭素化スピードは中程度である「System Transformation（システムの変革)」シナリオでは、家庭・産業・重量物運送においても水素が活用され、水素は、天然ガス＋CCS、一部バイオ＋CSS を用いて国内で製造、航空機及び船舶の分野においても使用されるという仮定が置かれている。

最も脱炭素化スピードが速い「Leading the Way（脱炭素化の先導)」シナリオでは、家庭・産業双方で水素及び電力を組み合わせて利用、水素は主に洋上風力発電による電気分解によって製造される。また、本シナリオでは電解水素の生産量調整のため、水素貯蔵も活用される。

National Grid は、各部門の脱炭素目標とシナリオごとの達成時期目安を、図表 4.2.27 のように示している。

図表 4.2.27　各項目のシナリオ別達成時期



（出所）National Grid

（4）　西欧各国の低炭素関連技術への取り組み優先度

低炭素社会実現のための技術は水素、廃プラスチック利用、バイオ燃料、CCS など複数存在するが、国によってその優先順位は異なっている（図表 4.2.28 参照）。

例えば、水素活用に関しては欧州全体でのパイプライン建設（水素バックボーン構想）が準備されていることもあり、西欧諸国の多くが優先度を高く位置付けている。CO2 の貯留可能地域が限られる CCS などでは、英国は CCS 向け基金を設立するなど積極的であるのに対し、ドイツやフランスは消極的である。バイオ燃料の生産・活用に関しては、各国とも注力領域であるが、特にバイオ燃料生産に力を入れる Total を有するフランスでは航空機向けバイオ燃料の開発に 15 億 EUR（≒1,860 億円）を支援するなど、優先度が高いといえる。また、廃プラスチックの燃料としての再利用に関しては、欧州全体で商業化に成功している例は未だ少なく、オーストリアの OMV がパイオニアであるが、その他の国においてもプラスチックの回収スキームの設計及びその再利用に関するプロジェクトが進められている。しかしながらフランスでは未だプラスチックの回収率が他欧州諸国に比して低く、廃プラスチックの再利用を行う上での課題は多く残る状況である。

図表 4.2.28　西欧各国の低炭素関連技術への取り組み優先度

（出所）IEA 資料他

（5）　ポーランドの動向

化石燃料への依存度が依然高い東欧諸国、特にポーランドは 2050 年までの GHG 排出ネットゼロ目標に対しても EU 内で唯一の反対国であったが、以下のように、近年少しずつ脱炭素化に向けた動きが出てきている。

・2049 年までに火力発電からの脱却を目指すとし、国営石油・ガス会社である PGNiG は 2025 年までに水素活用に向けたプロジェクトを 5 つ実施予定、研究開発費として 800 万 USD を計上している。
・天然ガスの輸入を今後強化する予定であり、特にロシアへの依存度を減らし、欧州各国からの輸入インフラを整備する。
・風力やバイオなど、再生可能エネルギーへの投資も行っているが、2030 年までの再生可能エネルギーによる合計発電割合目標は 32%と、高いものではなく、脱炭素化の手段として原子力発電を強化していこうとする動きもあるため、ドイツはじめ欧州各国からは反

対意見が上がっている。

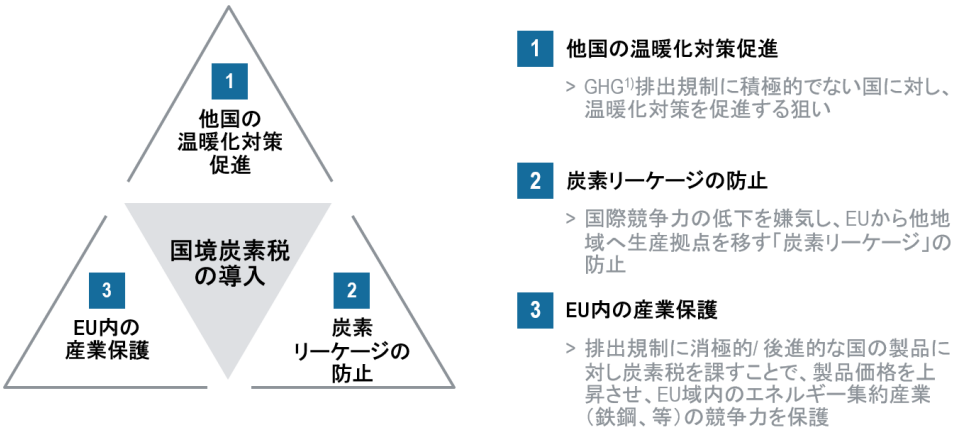
４．２．５　炭素税に係る諸制度と取り組み状況

2019 年末、EU では、2050 年の GHG 排出量ネットゼロ目標に向け、国・地域外からの GHG 排出量の多い輸入品を課税対象とする"国境炭素税"の導入構想が打ち出された。欧州委員会は、環境規制の緩い国からの輸入品に対し、事実上の関税を課す「国境炭素税」を導入する検討に入った。EU は今後、温暖化ガス排出の削減目標を大幅に引き上げる方針であり、域内の企業には短期的にコスト増が懸念される。そのため、国境炭素税により、域内と域外の企業間の不公平感を減らすことを狙い、2021 年にも導入する計画である。米中は EU 独自の政策に反発していが、2050 年を睨んだ地球環境保全への取り組みの中で、EU のこのような動きが、パラダイムシフトのトリガーになる可能性もある。反対意見も多い中、欧州委員会では、国境炭素税の導入有無や導入方法・規制も含め議論中であり、2021 年 6 月を目途に結論が出される予定である。

（１）　「国境炭素税」の導入構想

欧州委員会は、生産工程で多く GHG を排出する輸入品に対して 2021 年を目安に課税制度を適用したい考えである。これまでも、国内での消費を対象とする炭素税は欧州を含む世界 30 か国ほどで導入されてきたが、実現すれば国境をまたぐ輸出入品が課税対象となる初めての事例となる（図表 4.2.29 参照）。

図表 4.2.29　国境炭素税導入の 3 つの目的



（出所）European Commission

国境炭素税は「国境炭素調整措置」とも呼ばれ、環境対策が十分でない国からの製品に対し、事実上輸入関税を引き上げるのが狙いである。EU は 2050 年の域内の温暖化ガスの排出を実質ゼロにする目標を掲げている。達成には大胆な排出削減策が欠かせず、排出量削減には、割高な新素材や技術を使わなければならないため、域内企業には少なくとも短期的にはコスト増になり、中国をはじめとする海外の排出規制の緩い国から、EU にむけて安価な製品が大量に流入する懸念がある。更に EU 域内の企業が国際競争力の低下を嫌って、EU から他地域に生産拠点を移す「炭素リーケージ」が起きる可能性もある。

このような懸念を踏まえ、欧州委員会は国境炭素税の導入で内外価格差をなくし、不公平

感が解消できるとみて同税導入の検討を進めている。欧州の経済団体、ビジネスヨーロッパも「企業の競争力維持に注意を払うべきだ」と訴えている。具体的な制度の内容はこれからだが、例えばエネルギー消費の大きい鉄鋼や石油化学などの関連製品が対象になる可能性がある。手法として、ある分野に特別な物品税をかけたり、輸出業者にEUの排出量取引制度の排出枠の購入を義務付けたりする案が取り上げられているが、実現に向けて、少なくとも二つの課題がある。

一つは世界で保護主義的な動きが強まる中、EU は自由貿易を推進する立場を堅持してきたが、「環境対策」との名目があるにせよ、追加関税を容認する制度をつくることは自由貿易にブレーキをかけたとの批判を受ける。米国のロス商務長官は「もし（同税が）保護主義的であるならば、対抗措置をとる。」と発言している。中国政府も、2019年12月の第25回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP25）で「国際交渉に悪影響を与えかねない」と表明した。EU は、既に米国と鉄鋼や航空機補助金などを巡って対立している。もし同税の導入が実現すれば、貿易摩擦は一段と激化しかねない。

もう一つは世界貿易機関（WTO）ルールとの整合性である。WTO の規則上、炭素税を輸入品に課せられるかどうかは専門家の間でも議論が分かれ、制度設計に時間がかかる可能性がある。WTOは原則、差別的な貿易制限措置の導入を認めておらず、WTO協定上の「例外規定」にあたるかどうかがポイントになる。

EU は、気候変動問題は世界規模の課題であることから、留易相手国にも環境対策を強く求め、重視する姿勢になりつつある。世界の温暖化ガスの一割弱を排出するEUだけが温暖化対策を進めても、地球温暖化を止められない。今後の自由貿易協定（FTA）においても、温暖化防止など環境配慮の条項を必ず入れるよう求める方針にある。

（2） 「国境炭素税」の導入に対する各国の反対意見、欧州各機関の意見書

中国、アメリカ、ロシア、日本など EU に向けた輸出国からは反対意見があがっており、輸入品への課税は実質関税にあたることから、WTOの規則違反であるという観点から議論が起こっている。また、輸入品に炭素税がかかることから国際競争力の低下などが懸念されており、欧州の各機関・協会は以下のように意見書を提出している。

① Association of the German petroleum industry

国境炭素税を導入するならば、前提条件として輸入品と輸出品を同等に扱う必要がある。輸入品のみに焦点を当てることでは、炭素リーケージを防ぐことはできず、タックスヘブンに拠点を移すことができてしまう。また、国際競争力の低下を避けるためには輸出品に対する補償も必要であり、更に国/域外への投資についても課税対象とするべきである。

② Fuels Europe

まず念頭に置くべきは、我々の最終ゴールは国際的に適用される炭素価格の導入であり、EU はそれを先導することにより被る移行期間での不公平を避けるべきである。同時に、国際的に同制度が導入されるまでの移行期の炭素リーケージは欧州内産業の国際競争力を守るためにも防がねばならない。グリーンディールの議論の元、鉄鋼や化学などのGHG排出量の多い産業は欧州経済に不可欠な存在である。また、近年では外国に大型投資を行う企業も多いことも踏まえ、海外において GHG 排出量の多い製品の生産や販売に投資する場合も国境炭素税の課税対象とするべきである。

③ Cefic

2030 年目標に向け、グローバルレベルで公平なシステムでなければならない。適切な規制のもと、EU 域内で生産された製品の国際競争力が低下することは防がれるべきである。また、輸入品のみに炭素税をかけるのでは、化学業界にとってのインパクトは少なくなる。輸出品も対象とすべきだ。

（３） 世界で導入されているカーボンプライシング

カーボンプライシングには、炭素排出量に価格付けを行う Carbon Pricing の施策には「排出権取引（ETS）」と「炭素税」がある。（図表 4.2.30 参照）

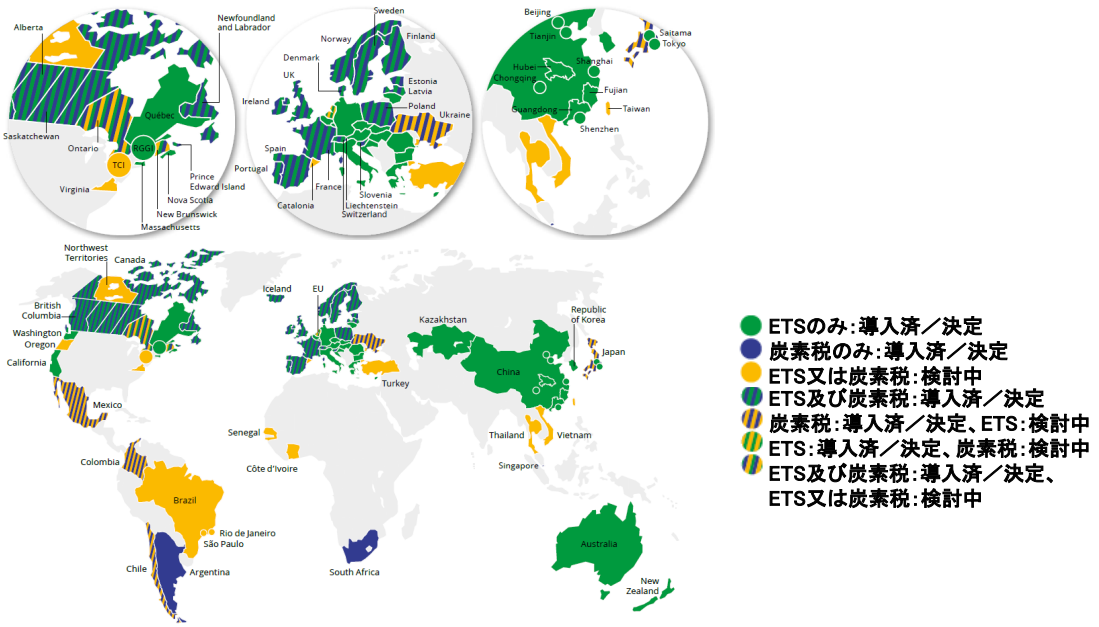
・排出権取引（Emission Trading System）

個々の企業に排出枠（温室効果ガス排出量の限度：キャップ）が設定され、事業者は排出枠を調達する義務を負う。事業者が排出枠を調達する方法は、①オークションによる政府からの購入、②政府からの無償割り当て、③他の事業者からの購入等がある。事業者は、排出量枠の売買（トレード）を行うことが可能で、需要と供給により、温室効果ガス（GHG）の価格が形成される。当初、SOX，NOX を対象に世界で大規模に導入され、この成功で欧州諸国を中心に二酸化炭素にも導入されたが、二酸化炭素の場合は、SOX，NOX と違い、削減方法が多岐にわたり、また事業者の事情も異なるため適切な割り当てを行うことが難しく、現時点では、あまり機能していない。

・炭素税（Carbon tax ）

化石燃料の炭素含有量に応じて、国などが企業や個人の使用者に課す税金であり、それを用いた経済手法を指すこともある。

図表 4.2.30 世界で導入されているカーボンプライシング



World Bank Group “State and Trends of Carbon Pricing 2019” の分析に基づき、RING 作成

2019 年の時点で、46 の国と 26 の地域がカーボンプライシング（排出量取引制度：ETS、炭素税）を導入している。これらは世界の GHG 排出の約 20% （110 億トン CO2）をカバーし

ており、カバーされる排出量の 51%は 10 米ドル/tCO2 未満で取引される。

世界の主な排出量取引制度(ETS)の概要は、図表 4.2.31 の通りである。この他、ニュージーランド（2008 年～)、スイス（2008 年～)、カナダ・ケベック州（2013 年～)、カザフスタン（2013 年～)、中国（2013 年～3 省 5 市でモデル事業を実施、2020 年～全国レベルで実施を計画）等が排出量取引を実施している。

図表 4.2.31　世界の主な排出量取引制度一覧

	EU (EU ETS)	米国		韓国	東京都	埼玉県
		東部10州 (RGGI)	カリフォルニア		※相対取引のみで市場はない ※クレジットを相互利用可能	
導入年	2005	2009	2013	2015	2010	2011
削減対象ガス	CO2含む 3ガス	CO2	CO2含む 7ガス	CO2含む 6ガス	CO2	
対象部門	電力、産業、 航空等	電力	電力、産業	電力、産業、 公共、業務、 運輸	産業、業務	
対象事業所数	10,744 施設	168 施設	～500 事業所	610 企業	1,123 事業所	～580 事業所
排出枠(億トン)	18.2 (2020年)	0.7 (2020年)	3.3 (2020年)	5.5 (2020年)	【参考】対象事業所のCO2排出量実績 0.10	0.07
排出量カバー率	45%	18%	85%	70%	20%	18%
最近の価格 (USD/tCO2)	27.81	5.98	16.84	25.59	【東京都】クレジット価格の査定値 超過削減量：200～1,000円/tCO2 再エネクレジット：4,800～6,400円/tCO2	

（出所）International Carbon Action Partnership（ICAP)、経済産業省資料

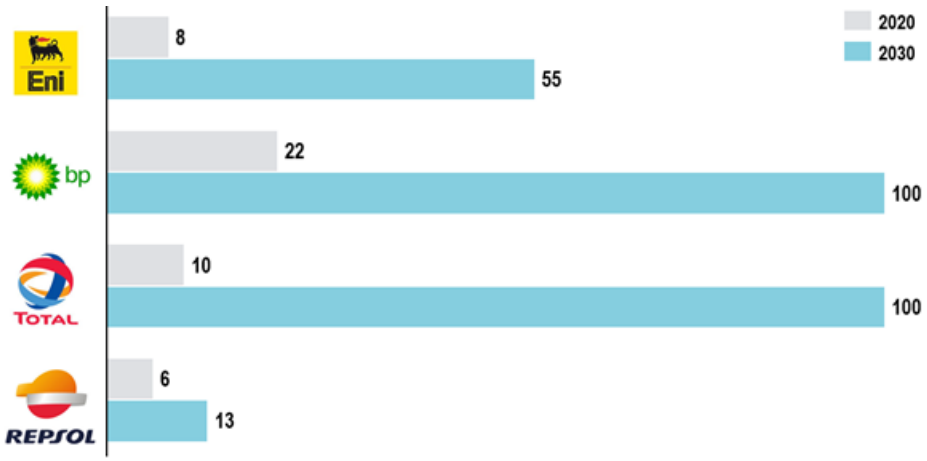
４．３ 次世代環境技術開発に係る事業の状況

４．３．１　既存製油所設備を活用した次世代型エネルギー基地への転換

パリ協定目標達成に向け、各社低炭素化を加速させる中、特に既存製油所の転換や新規投資によりバイオリファイナリー化を進める企業が増加している。製油所からのバイオリファイナリー転換におけるパイオニアである ENI をはじめ、BP や Total なども今後 10 年間でバイオ燃料の生産量を大幅に増加させる予定である（図表 4.3.1 参照)。

特に既存製油所からのバイオリファイナリーへの転換は、今後淘汰されていくことが想定される製油所にとって重要な生き残り戦略でもある。2020 年に入ってからも欧米で多くの製油所が需要低下を受け、長期戦略の観点から製油所の閉鎖や、バイオリファイナリー、油槽所などへの転換を発表している。欧州では、前述の Neste Naatali 製油所の閉鎖や、Total Grandpuits 製油所、スウェーデン Preem 社製油所の転換などがそれにあたる。

図表 4.3.1　各社バイオ燃料生産量目標［BPD］



（出所）各社 IR, Reuters、2020

（1）　Total Grandpuits 製油所のバイオリファィナリーへの転換計画

2020 年 9 月、フランスパリ近郊にある Total Grandpuits 製油所も、前年の La Mede 製油所に引き続きバイオリファイナリーへと転換されることが発表された。10 万 BPD の処理能力を有する同製油所は、2020 年 3 月から 6 月まで新型コロナウイルスの影響による需要低下により、稼働を停止した。また、原油輸送用パイプラインに修繕の必要があり、今後のさらなる需要低下及び修理費の高騰を考慮した結果、2021 年 3 月をもって閉鎖されることが決定した。Total はこの Grandpuits 製油所に 5 億 EUR（≒62 億円）を投資し、バイオリファイナリーへと転換させる予定である。

製油所のあるアルセーヌ・エマルヌ地域ではビーツ農家も多く、バイオリファイナリーの原料は農作物や動物油、廃食油、プラスチックなどを使用する予定である。バイオ燃料の生産を 2024 年目途に開始し、まず、航空機用燃料を中心に生産、段階的にバイオプラスチック等の生産も行う予定である。バイオリファイナリーへの転換が完了すれば、40 万トン/年の生産能力を有することになり、このうち 17 万トン/年が持続可能な航空機燃料、12 万トン/年がグリーンディーゼル、5 万トン/年がグリーンナフサの内訳となる見込みである。

（2）　Preem 社 Lysekil 製油所のバイオリファィナリーへの転換計画

スウェーデンの燃料最大手 Preem 社は Lysekil 製油所を閉鎖して、バイオリファイナリーへと転換し、北欧で最大の再生可能燃料生産サイトにする。Preem 社は、同製油所にて大規模投資を行い、IMO に準拠した低硫黄船舶燃料などの製造を行うため製油所の拡張（ROCC プロジェクト）を予定していたが、GHG 排出量削減目標の達成を難しくするという環境団体からの反対に加え、新型コロナウイルスの影響により、拡張を中止、代わりにバイオリファイナリーへと転換させる。ROCC プロジェクトを中止したことで、再生可能分野により多くの投資を集中的に行うことができる。

Lysekil 製油所の転換が完了すれば、最大 40%の再生可能な原料を処理できるようになり、将来的には化石ベース原料の処理を段階的に廃止することを目標としている。また、この転換プロジェクトでは、バリューチェーン全体で二酸化炭素（CO2）排出量を 120～170 万トン/年削減することが可能となり、スウェーデンのパリ協定目標達成への大きな貢献が期

待されている。2024 年までのバイオリファイナリー稼働開始に向け、2021 年夏までにはプロジェクトの最終投資決定が行われる見通しである。

（3） BP Kwinana 製油所（豪）の燃料輸入ターミナルへの転換

英 BP も低炭素化に向け、石油化学部門を INEOS に売却するなど、近年大きな動きを見せている。2020 年 11 月には、オーストラリアに保有する 15 万 BPD 規模の Kwinana 製油所を閉鎖、燃料の輸入ターミナルに転換すると発表した。BP は、現在の供給過剰の状況を考慮し、Kwinana のような大規模な製油所の運営は経済的ではないとして、転換の決断に至った。

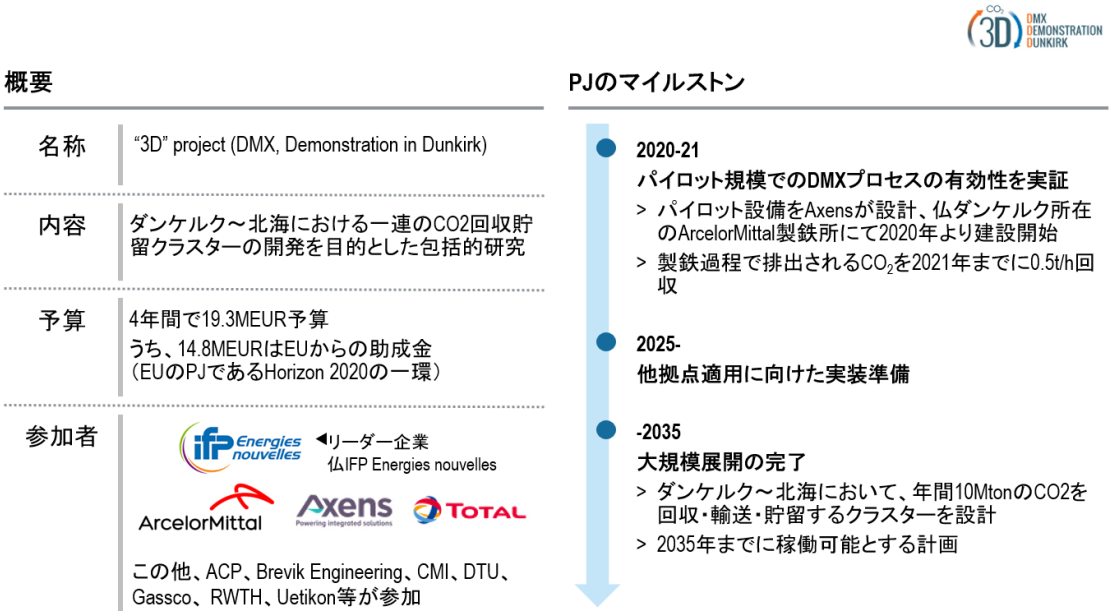
4．3．2 異業種企業連携による事業戦略

石油精製、石油化学、化学、鉄鋼、その他製造業との連携による環境低負荷型への生産構造転換事例を以下に示す。

（1） 3D Project Dunkirk プロジェクト

フランスダンケルク港では、同国におけるエネルギー、輸送、環境の分野における主要な研究・研修機関である IFP Energies nouvelles（IFPEN）が開発した第 2 世代燃焼後回収プロセス DMX の実証実験が行われている（図表 4.3.2、図表 4.3.3 参照）。

図表 4.3.2 CO2 回収プロジェクト「DMX」の概要



（出所）各団体 HP、各種二次情報

図表 4.3.3　3D Project Dunkirk 全体フロー

（出所）3D Project Dunkirk

3D(DMX Demonstration in Dunkirk)プロジェクトとよばれるこの実証実験は、IFPEN 及び Total が主導しつつ、欧州 6 か国 11 の企業・団体による異業種連携コンソーシアムとして進められている。プロジェクトには、世界最大の鉄鋼メーカー、ArcelorMittal や IFPEN 子会社の石油精製・石油化学向けのプロセス技術ライセンス及び触媒販売を行う Axens、ノルウェーの天然ガスパイプライン運営会社 Gassco、造船をはじめとするマリンエンジニアリングの Brevik Engineering などが参加している。本プロジェクトは、欧州規模で実施される研究及び革新的開発を促進するための欧州研究・イノベーション枠組み計画 Horizon 2020 の一環であり、2019 年 5 月から 2023 年までの 4 年間を期間として開始された。全体予算は 1,930 万 EUR（≒24 億円）であり、そのうち 1,480 万 EUR（≒18 億円）は欧州委員会から支援される。

Axens が DMX プロセスの有効性実証のためのパイロット試験設備を設計、ArcelorMittal のダンケルク製鉄所で 2020 年から建設が開始される。同製鉄所から排出される CO2 を 2021 年までに 0.5 トン/時で回収する計画である。回収された CO2 は Brevik Engineering による輸送船若しくは Gassco のオフショアパイプラインで後述の Northern Lights プロジェクトにおいて準備が進められている北海のオフショア貯留地に移送される予定である。また、2025 年から稼働可能な、初の産業化に向けたユニットの実装準備も行っており、将来的には、ダンケルク～北海における一連のクラスターの設計を行い、年間 1,000 万トンの CO2 を回収・輸送・貯留する CCS の稼働を 2035 年までに可能とする予定である。このプロジェクトが成功すれば、欧州における環境低負荷型産業構造への転換に向けた取り組みとしても非常に大規模なものとなる。特に CC(U)S は貯留地が北海周辺に限られるため、国際間の協力及び CO2 排出元のサイトから貯留地までの一連の流れにおける異業種間協力が不可欠になる分野である。欧州委員会も、パリ協定目標達成にむけ、欧州内での国際協力及び異業種間協力には積極的な支援を行っている。国家・業種間でのエネルギープロジェクトである Projects of Common Interests(PCIs)としての認可や Connecting Europe Facility(CEF)基金からの助成金などが用意されており、各国・各社にとってのインセンティブとなっている。

４．３．３　CCSU コンソーシアムによる大規模実用化計画

CC(U)S は、油・ガス田（枯渇分含む）に十分な CO2 の貯留スペースがあることから、北海を中心に実用化に向けて投資を行う企業・政府が増えてきている。

（１）　Northern Lights プロジェクト

ノルウェーでは、政府主導にて、大型 CCS プロジェクトが進められている。政府の、2024 年までにフルスケールの CCS バリューチェーンを開発するという目標のもと、Oslo の廃棄物発電所及び Brevik のセメント工場から CO2 を回収し、液化 CO2 をノルウェー西海岸にあるオンショアのターミナルへ海運、そこからパイプラインで北海海中にあるオフショアの貯留地に輸送する予定である。この Northern Lights プロジェクトは Equinor、Shell、Total の三社による共同プロジェクトであり、約 6.7 億 USD が初期投資予算として設けられている。これが実現すれば、まず年間 150 万トンの CO2 貯留が可能になるとされている。その後、フェーズ 2 にて貯留キャパシティを 350 万トンまで拡大、500 万トン/年規模とする予定である。今後、CCS 需要が欧州で拡大した場合、ノルウェー国内に限らず、欧州各国より発生した CO2 を集約し、貯留することも可能性として考えられている。パリ協定目標達成に向け、EU では国境を跨いだエネルギー転換に関するプロジェクトを Projects of Common Interests(PCIs)としており、これに認められれば Connecting Europe Facility(CEF)基金より助成金等が得られる仕組みとなっている。Northern Lights プロジェクトも 2020 年 1 月に PCIs として認められており、今後欧州 7 か国における 16 のパートナーから CO2 の回収を行えるよう、インフラ整備を進める（図表 4.3.4 参照）。元は、ノルウェー政府による CCS プロジェクト、Longship の一部であり、Longship プロジェクト全体の投資額は約 18 億 USD（≒2,230 億円）にのぼる。2017 年に Statoil（Equinor の前身）がプロジェクトを開始してから現在に至るまで油田調査や CO2 輸送ターミナルの整備等が行なわれてきた。2020 年 5 月に Shell 及び Total が Northern Lights プロジェクトへの投資を決め、2024 年の実用開始に向け、準備が進められている。

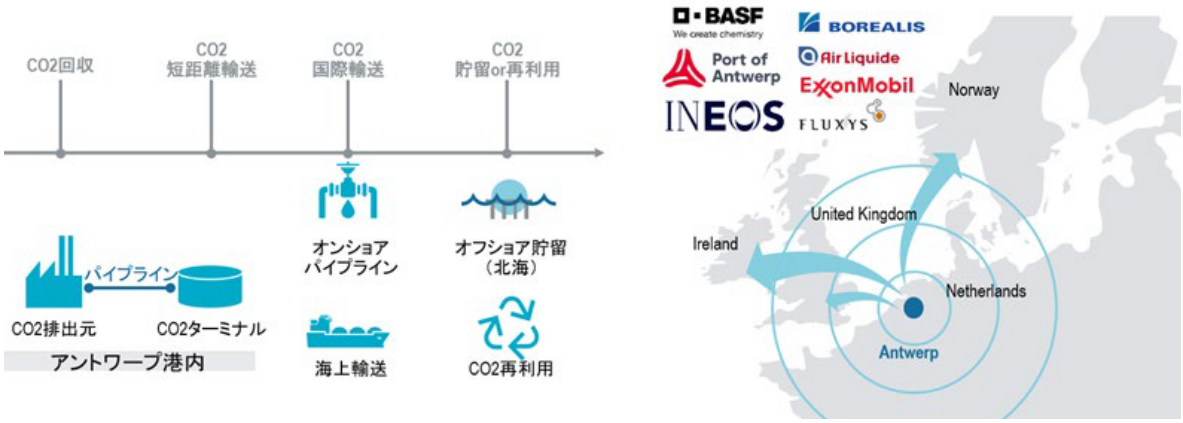
図表 4.3.4　Northern Lights プロジェクトによる欧州各国からの CO2 回収

（出所）Northern Lights

（２）　Antwerp@C プロジェクト

アントワープ港周辺は、欧州中の様々な石油・石油化学会社が拠点を構える欧州最大の石油及び石油化学工業の集積地である。アントワープ港においても、2019 年より、メジャー7 社が共同で CCS に向けた実用化計画を立てている（図表 4.3.5 参照）。この Antwerp@C プロジェクトには、BASF、Borealis、ExxonMobil、INEOS、Total、Air Liquide、Fluxys が参加し、2030 年までに、地域の CO2 排出量年間 1800 万トン(2017 年) を 50%削減することを目標としている。また、将来的には、回収した CO2 を活用する CCU にも発展させる。現在、Antwerp@C プロジェクトは、EU 傘下の政府系機関である Agency for Innovation and Entrepreneurship の支援を受け、国境を越えた CO2 の回収、輸送、貯留に関するフィージビリティスタディを実施している。ベルギー内には CO2 貯留のできる環境が無いため、本プロジェクトには国際的な協力が不可欠である。

図表 4.3.5　Antwerp@C プロジェクトの概要



（出所）Port of Antwerp

現在は、アントワープ港内で CO2 排出元の施設から CO2 ターミナルまでパイプラインで輸送したのち、ロッテルダムまでパイプライン移送し船で（CO2TransPorts プロジェクト）、若しくは、直接ノルウェーまで船で輸送する（Northern Lights プロジェクト）方法での CCS を検討している段階である。地域の地層は CCS に適さないため、ノルウェー西岸等へ CO2 を輸送する。

関連イニシアチブ/プロジェクトとの連携及び前述の Agency for Innovation and Entrepreneurship による助成金に加え、2020 年 10 月には新たに欧州委員会の資金提供プログラム基金である Connecting Europe Facility(CEF)より、900 万 EUR（≒11 億円）の助成金が下りた。本基金は、欧州内でのエネルギーやテレコミュニケーション分野における国際的なネットワークやインフラ整備支援を行っているものであり、Antwerp@C が得た助成金は液化 CO2 の輸送ターミナルや、ロッテルダムまでのパイプライン建設等に使用される予定である。また、同プロジェクトは Green Deal の助成金も得る見通しである。

４．４　日本のコンビナートの環境低負荷・低炭素構造転換に向けた提言

（１）　すべての分野におけるカーボンニュートラル技術開発と導入の推進

今回の欧州調査の対象となった各国・各社の脱炭素化に向けて開発中の要素技術は、日本においても技術開発が進められている領域である。水素活用、バイオ燃料、CCUS、廃プラ活用はじめ、様々な脱炭素化技術を活用し、経済性を担保しつつ、日本においてもサステナブルなジェット燃料の製造や、プラスチックによるケミカルリサイクルなどにも注力していくべきである。

（２）　持続可能なジェット燃料の導入

持続可能なジェット燃料に関しては、バイオ燃料はもちろん、グリーンなケロシンなど、様々な技術開発が進む分野でもある。
始めから一つの技術に注力するのではなく、幅広く選択肢を見ながらどの分野に投資をするべきかの見極めが必要である。

（3） 廃プラスチックの再利用、「Chemical-to-Chemical」

廃プラスチックの活用においては、OMV が開発を進めるような、廃プラを原料として、再度化学業界で活用する、「Chemical-to-Chemical」 の循環型経済を目指すことは望ましい。

（4） 水素によるカーボンニュートラル、水素輸入の留意点

① 水素活用に大型投資をする場合、近隣諸国からの輸入も選択肢としてあり得るが、輸入される水素が天然ガスなどを利用したグレー水素なのか、その場合、製造過程で発生した CO2 の扱いをどうするのかなどを総合的に考慮したうえで全体としてどういった投資の方法が日本の脱炭素化にとって最適なのかを考えていくべきである。

② 水素活用が有望視される理由として、バイオ燃料の原料である UCO などは有限であるのに対し、グリーン水素の原料となる再生可能エネルギーは無限リソースであるという点が挙げられる。また、水素は適した環境下であれば製造が可能であり、例えば豪州や中東などで製造したものを日本に輸入するなどの柔軟な可能性を秘めている。

③ しかし、製造した後にどのように日本まで安全に輸送するのか、また、国内でもどのように顧客まで届けるのかといった物流インフラも非常に重要な留意点である。例えば、LOHC = Liquid organic hydrogen carrier と呼ばれる輸送方法などが研究されており、安全に生産地から顧客まで届ける手段・インフラを確立することができれば、それは本格的な水素社会確立のためのバックボーンとなり得る。

（5） CC(U)S 推進に向けた近隣住民の理解

① CCS は、脱炭素目標を達成するために重要な技術とされているが、欧州と同じく日本においても近隣住民の理解を得るのが難しい領域である。ドイツにおいては、油田や地下洞窟などに回収した CO2 を貯留するという考え方には強く反対する住民が多く、それらの殆どが科学的な根拠に基づかないものではあるが、そういった住民からの強い反対を押し切ってプロジェクトを進めることはできない。

② 一方、排出された CO2 を原料として再利用するという CCU に対しては理解が得られることも多く、ドイツでは今後も、近隣住民との折り合いをつけながら開発を進めていく必要がある。

③ 日本においては更に自然災害（地震他）の可能性等もあり、強い反対意見が出やすい分野と考えられる。CCS を活用する場合、迅速にインフラを整えるとともに、住民の理解を得るというのは日本にとっての大きな課題の一つであろう。

（6） バイオリファイナリーへの転換、サステナブル航空燃料等の選択

① 欧州においても各社が実行に移している、製油所のバイオリファイナリーへの転換は、製油所の生き残り戦略として現実的な選択である。

② ただし、留意すべき点として、まず、バイオリファイナリーやバイオ燃料の市場というのは、既存の石油精製の市場規模には程遠い、まだ規模の小さな新興ビジネスである。

③ また、仮に転換に成功したとしても、バイオリファイナリーで例えば自動車向けの燃料を中心に製造した場合、電気自動車などにとってかわられる可能性は高く、中長期的な社会のトレンドを見据えた上で、代替燃料が商業的に使われるようになるまで時間を要すると言われている航空機や物流といった分野向けの燃料製造を行うなどの行動が

重要である。

（7） 脱炭素化規制強化スピードへの対応、適材適所の複数技術開発導入、リスク分散、資産の取捨選択（ポートフォリオの組み換え）

① 欧州では、交通・運輸セクターを中心に、年々GHG 排出量削減目標が大幅に引き上げられ、脱炭素化に向けて非常に速いスピードで対応を進めていかなければならない状況である。これは、欧州のみならず、日本においても言えることだろう。そういった今までにないスピード感のある変化が求められていることを念頭に、要素技術の開発や、ロードマップの作成、インフラ整備などを速やかに進めていく必要がある。

② それにあたり、最初から脱炭素化の核となる一つの技術に絞るのではなく、複数技術に対し、それぞれに適した土地で少しずつ投資を行い、リスクを分散させながら、何が最も日本の脱炭素化にとって最善なのか、何を進化させ、何を捨てる選択をすべきか、を見極めていく戦略が重要である。

５．国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析

５．１ 競争力評価の目的

近年、石油・石油化学産業は、海外における大規模かつ最新鋭の製油所の新増設、新興国を中心とした世界的な石油需要の増加に伴う資源獲得競争等のグローバル競争に直面している。一方、日本の石油製品の需要は、近年の省エネ・燃料転換の進展等により、急激なスピードで減少しており、今後も構造的な減少が続いていく見込みであり、C 重油の減少に加え、ガソリン、灯油の需要も減少している。このような環境下において、日本のエネルギーセキュリティ確保の観点からも、国際的にもアジア各国に対抗できる製造拠点となり得る石油コンビナートの果たす役割と重要性はますます大きくなっている。

このような状況下、製油所や企業の枠組みを越えた、石油精製同士や石油精製と石油化学、更には異業種との連携や一体運営による全体最適の推進がますます重要な課題になってきた。特に、地球環境問題への対応を行いつつ、高付加価値生産構造と生産効率の更なる向上により、日本のコンビナートがアジアトップレベルの競争力を確保し、製造産業力の中枢としての役割を最大限発揮していく事が必要と考える。

本調査では、日本のそれぞれの石油コンビナートにおける全体最適に向けた取組みの現状と将来構想について把握するとともに、海外コンビナートとの競争力比較等を踏まえ、新たな統合運営・広域連携による供給構造を改善し、高効率、高付加価値設備の共用・増強・集約化に係る課題を探索する。

５．２ 競争力評価の考え方

５．２．１　想定について

（１）　評価時点の考え方

本調査では、評価時点を 2020 年、2024 年の 2 時点とする。2024 年について、公表された将来の設備増強計画及び現在の社会経済環境を基に予測し得る最も現実的な将来を想定して評価を行った。

各評価時点の考え方（状況）はおおむね以下のとおりである。

①2020 年（現在）

RINGⅡ（コンビナートにおける副生成物の高度利用やエネルギー効率利用技術等の開発）及び RINGⅢ（コンビナート内の高度な機能の融合に係る技術開発）における取組みとともに、民間及びコンビナート連携石油安定供給対策事業、石油産業構造改善事業等による連携・高度統合が行われた状態。

②2024 年

コンビナートの企業間連携が着実にかつ強力に進められ、更に、石油コンビナートの立地基盤整備支援事業、コンビナート機能融合に係る企業連携等の統合運営・広域連携が着手された状態。

現在の社会経済環境や将来の設備増強計画等に鑑み、現時点で予測し得る現実的な将来。

（２） 評価時点の環境想定

現在の 2020 年から 2024 年にわたり、石油産業と石化産業が、国内市場のみならずアジア等への海外市場展開が積極的にできる強靭な攻めの産業体質に転換する方向での環境を想定している。具体的には、今後も拡大が見込まれる中国を始めとしたアジア等のマーケットをターゲットとした競争環境を指している。本調査における 2024 年の具体的な主要環境想定を、図表 5.2-1 に整理する。

図表 5.2-1　2024 年の主要環境想定

No	区分	内容
1.	アジア成長率	
	・中国成長率	大きな潜在市場に伴う経済成長が鈍化
	・国内成長率	低位の成長が継続
2.	アジア石油・石化製品需要	
	・原油・ナフサ需給バランス	中国の原油･ナフサの消費量は経済の成長とともに増加し、アジア地域における原油・ナフサの調達は現在より厳しくなる
3.	国内石油・石化製品需要	
	・ガソリン、灯油、軽油等の燃料油需要	低燃費車、人口の減少、省エネ等からガソリン・灯油は減少傾向。軽油は産業資材などの輸送が活発で需要は堅調。重油は大幅な減少傾向。
	・石化製品の需要	汎用品は減少傾向、高付加価値誘導品は増加傾向
4.	環境対応	
	・国内環境規制（ガソリン品質）	現行規制の継続
	・輸出市場における環境規制（ガソリン品質）	日本に迫る品質レベルへの改善

５．２．２　評価手法評価手法の要件

前述の目的を達成するためには、評価手法として、以下の要件を満たす必要がある。

・競争力評価の評価軸は極めて多岐にわたるため、それらを総合的に評価できること
・各評価軸の重みは、将来の環境変化によって変わることからその変化を考慮できること
・最終的なアウトプットは分かりやすいものであること
・各コンビナートの特性を考慮できるものであること
・海外を含めた国際的な評価ができるものであること　等

（1） 評価手法の適用

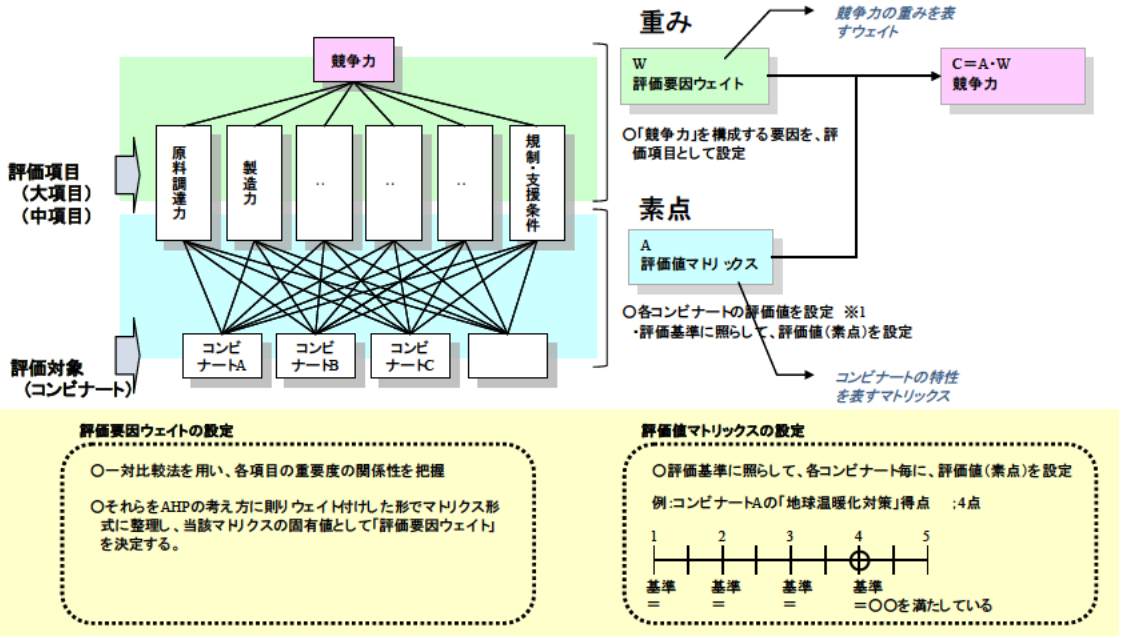
①AHP の概要

前述の要件を満たす評価手法として、AHP（Analytic Hierarchy Process；階層化意志決定法）があり、本調査では同手法を用いて競争力評価を行うこととする。

階層化意志決定法（AHP）は、1970 年代に米 Thomas L. Saaty 教授（ピッツバーグ大学）によって開発された手法である。複雑に絡合った多様な要素のバランスを考慮しながら、簡便に意志決定を行うことが可能な手法として知られている。首都機能移転候補地選定などの国レベルの政策決定から、人事評価・商品開発などの企業経営上の意思決定まで、幅広く利用されており、手法自体の妥当性は既に認知されている。

AHP の概念図及び基本式を、図表 5.2-2、図表 5.2-3 に示す。

図表 5.2-2 AHP の概念



図表 5.2-3　AHP の基本式

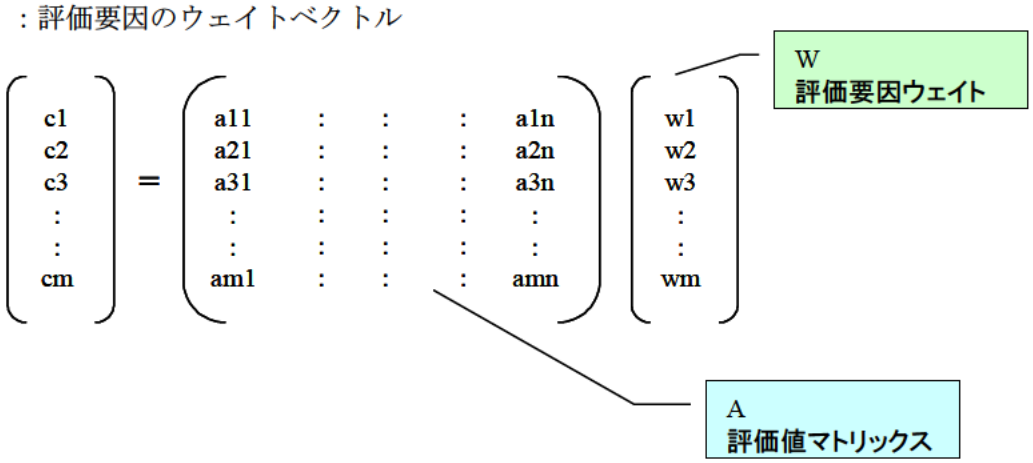
C＝A・W

C ：AHP により算出された選択候補の選考ベクトル（今回のケースでは競争力に相当）

A ：選択候補の評価要因に関する評価値マトリックス

（構成要素 aij は、選択候補 i の評価要因 j に関する評価値）

W ：評価要因のウェイトベクトル

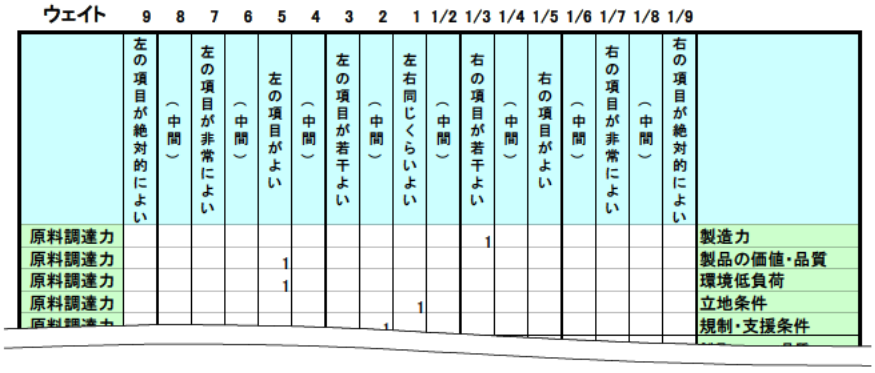


②評価要因ウェイト

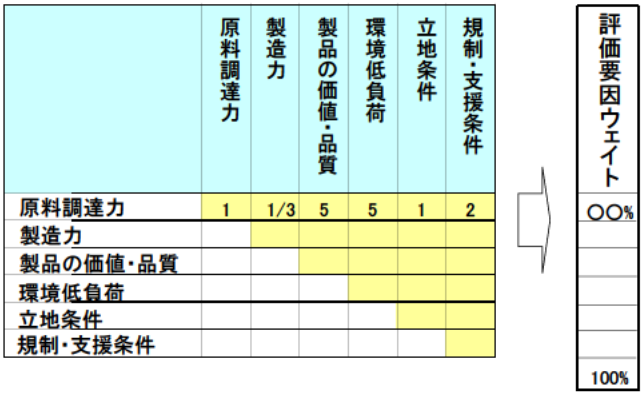
図表 5.2-3 における評価要因ウェイト（「競争力」を構成する各評価項目の重み）の計算方法イメージを図表 5.2-4、図表 5.2-5 に示す。

評価要因ウェイトは、まず、図表 5.2-4 に示す一対比較法にて各項目間の重要度の関係性を把握し、それらを図表 5.2-5 に示すマトリックス形式に整理する。それらから当該マトリックスの固有値として「評価要因ウェイト」を決定する。

図表 5.2-4　一対比較（イメージ）



図表 5.2-5　評価要因ウェイトの計算方法（イメージ）



なお、後述するとおり本調査では、評価項目を「大項目」と「中項目」によって階層化する。この時、評価要因ウェイトは図表 5.2-6 に示すとおり、「大項目」「中項目」毎に全体が100%となるように規格化し、競争力を大項目、中項目のいずれでも表現できるようにする。

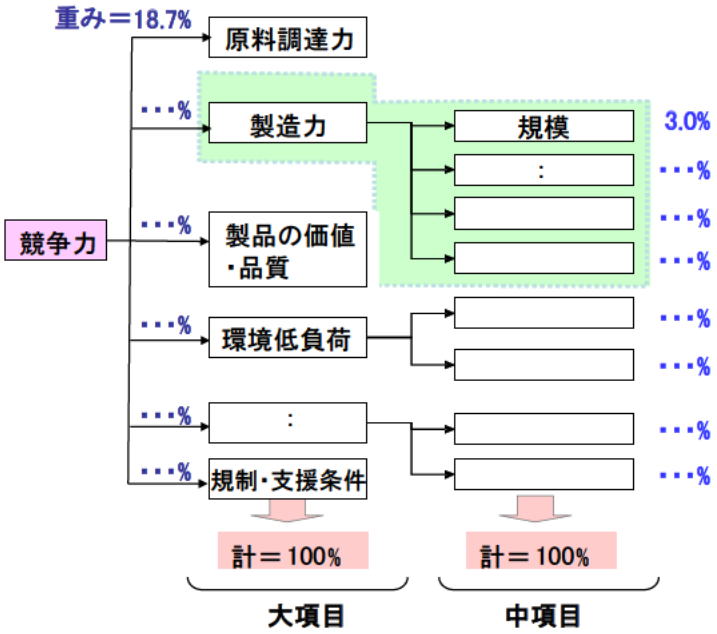
ウェイトの決め方（手順）は、おおむね以下のとおりとなる。

1．前述の一対比較法を用いて、「大項目」のウェイトを決定する。

2．各「大項目」毎に、一対比較法を用いて「中項目」のウェイトを決定する。

「大項目」のウェイトを決定する際には、各大項目に含まれる中項目の数が異なることから、それら項目数の違いに配慮した上で、大項目のウェイトを決定する必要がある。

図表 5.2-6　評価要因ウェイトの全体構成（イメージ）



本調査では、評価時点の環境を想定し、それら環境想定に基づいた上で評価を行う。ウェイトの設定は、「2020 年」と「2024 年」の 2 パターンとなる。

なお、2020 年から 2024 年にわたって、各種産業間連携や企業間の連携・提携により、石油産業と石化産業が、国内市場のみならずアジア等への海外市場展開が積極的にできる強靱な攻めの産業体質に転換する方向での環境を想定している。具体的には、今後も拡大が見込まれる中国を始めとしたアジア等のマーケットをターゲットとした競争環境（石油-石化の連携度合いや、設備の充実度等に主眼をおいた競争環境）を指している。こうした想定のもとで、2020 年、2024 年についてウェイトの設定を行う 。

③評価値マトリックス

評価値マトリックスについては、中項目毎に「評価の視点」と「標準」を明確化した上で、評価値（素点）の設定を行っている。評価値マトリックスの設定のイメージは表 3.2-3 に示したとおりである。

2024 年については、将来の設備増強計画等のニュースに加えて、社会経済環境や設備増強計画等を現時点で予測し得る範囲で見直しを行った。

（2） 評価対象

本年度は、従来の国内外の 24 の主要コンビナートに加えて中国の大連長興島恒力石化コンビナートを評価対象とする。大連長興島恒力石化コンビナートでは恒力石化がパラキシレン製造（430 万ｔ/年）を目的とした製油所を 2019 年から稼働させている。また、2020 年にナフサ分解炉（150 万ｔ/年）を稼働させた。

日本については、鹿島、千葉、水島、川崎、四日市、堺泉北、大分の 7 地区を対象とした。図表 5.2-7 に評価対象コンビナートを示す。海外のコンビナートについては、いずれも種々の情報入手とともに RING 組合が現地調査を行って調査・解析したものである。

図表 5.2-7　評価対象コンビナート

国名	地区
日本	7 地区（A～G）
韓国	韓国蔚山
	韓国麗水
台湾	台湾麦寮
中国	中国上海
	中国茂湛
	中国鎮海
	中国燕山
	中国泉港
	中国長興島
シンガポール	シンガポール
インド	インド（リライアンス）
欧州	ベルギー（アントワープ）
	ドイツ（ゲルセンキルヘン）
米国	Baytown(EM Gr.)
	PortArthur(Total)
中東	サウジアラビア（アルジュベイル）
	サウジアラビア（ヤンブー）
	クウェート（シュアイバ）

本調査では、中国を始めとしたアジア等のマーケットをターゲットとした競争環境を想定している。そのため、欧州（ベルギー・アントワープ、ドイツ・ゲルセンキルヘン）や米国（Baytown、PortArthur）、中東（サウジアラビア、クウェート）等については、日本とは直接的な競争関係とはならず評価対象からは外れると考えることもできるが、これらのコンビナートについては競争力評価の源泉を分析する上で有効な視点を提供し得るものとし

て評価対象としている。

（3） 評価項目

本調査では、全体の競争力を以下の 6 区分の大項目で構築する。大項目の下に合計 32 区分の中項目がある。

		中項目
○原料調達力	; Input 部分の競争力	原料多様化等
○製造力	; Process 部分の競争力	規模等 15 項目
○製品の価値・品質	; Output 部分の競争力	脱硫能力等
○環境低負荷	; 環境低負荷面での競争力	水質・大気等 4 項目
○立地条件	; 環境、立地等の競争力	インフラ等 8 項目
○規制・支援条件	; 規制緩和等の面での競争力	規制等

（4） 手法の特徴と留意点等の再整理

①手法の特徴

本競争力評価に当たっては、コンビナートの国際競争力を、総合的な観点から評価することに主眼をおいている。現実には定性的にしか評価できない項目が存在し、収集可能な情報レベルが各コンビナートで異なる中で、コンビナート全体としての評価を可能な限り定量的観点から試みようとしていることによる。

なお、本評価は、コンビナートの実務担当者を中心としたメンバーが、コンビナートの国際競争力を総合的な観点から評価することに主眼をおいて実施したものである。

②留意点等

今回用いた手法は、現時点では最善のものであるものの、以下の「留意点・限界点」が存在することに留意する必要がある。

・中項目について、必ずしも全てが定量化できる項目ではない。
・海外コンビナートをはじめ、収集できる情報に限界がある（各コンビナートで情報収集レベルが異なる）。
・特に海外における将来計画については、その実現可能性等の信頼性等に幅がある。
・国内コンビナートについても、将来における素点設定については、基本的に将来計画に基づいて設定を行っている。したがって、現時点で具体的な計画が公開等されていない場合については、素点に反映されていない。こうした場合については、相対的に評価結果が低くなっている場合がある。
・本調査では、石油-石化の連携度合いや、設備の充実度等に主眼をおいた競争力を想定している。したがって、コンビナート内における個別企業や個別製品等で評価を実施している訳ではない。

５．３ 評価結果

2020 年における評価結果をグラフにしたものを図表 5.3-1 に示す。

（１） 2020 年石油コンビナート国際競争力評価

図表 5.3-1 に 2020 年の評価結果を示す。Baytown (EM Gr.)がトップである。シェールガスからのエタン分解炉により原料多様化を含む「原料調達力」の評価が高い。また、規模、重油分解能力、石化原料供給力などの「製造力」にも競争力を持つ。

アジア地域で高評価となっているのは、「インド(リライアンス)」、「日本 B」、「台湾麦寮」、「シンガポール」である。概して、ウェイトの高い「製造力」「原料調達力」「立地条件」部分での素点が高く、高評価となっている。いずれも重油分解能力が高く、石化原料供給力(プロピレン、BTX) に強みを有している。

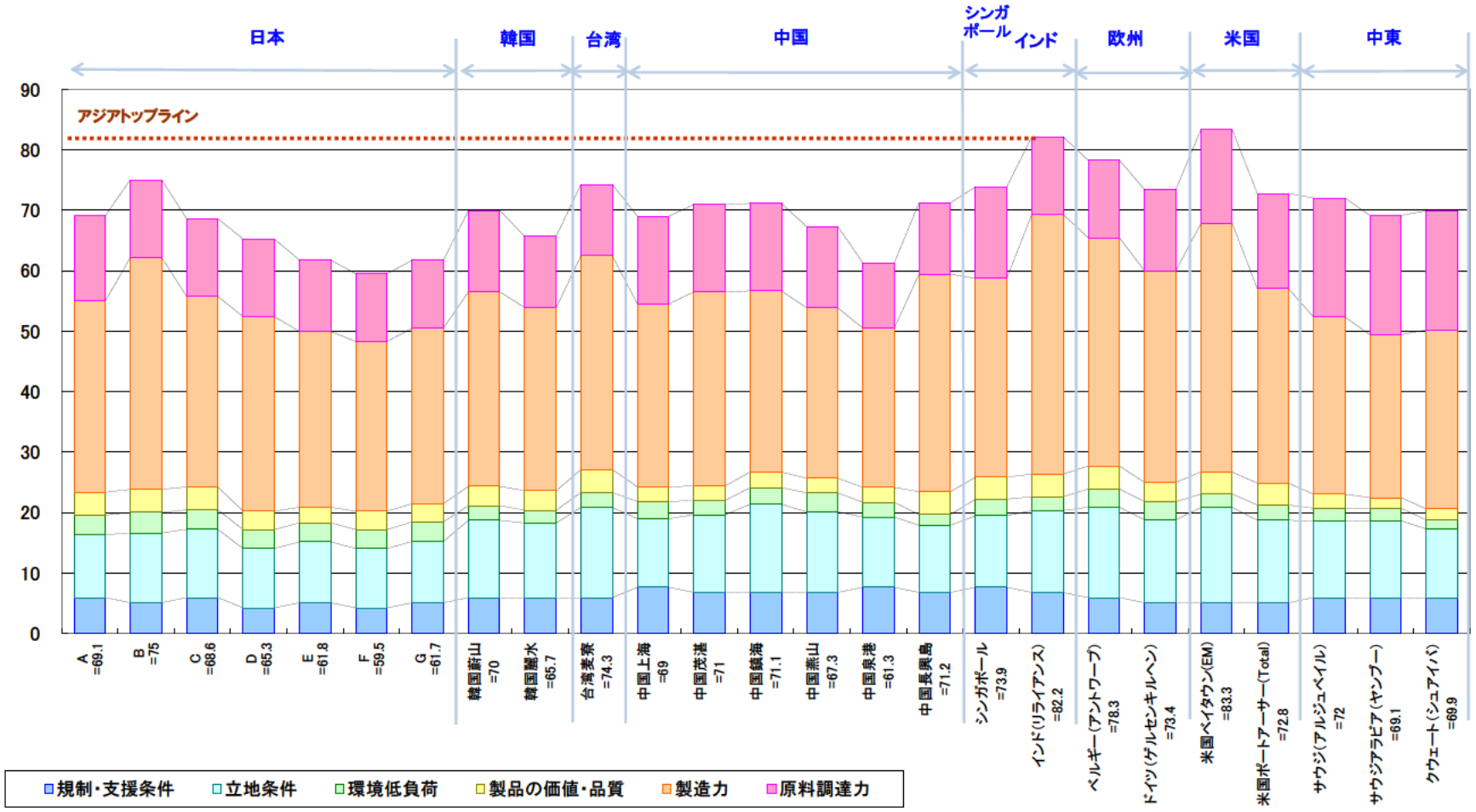
「日本 B」は、「台湾麦寮」、「シンガポール」と同レベルの高い競争力を持っている。その一方で、「日本 A」と「日本 C」は、「韓国蔚山」と「中国長興島」に劣っていることがわかる。

（２） 2024 年石油コンビナート国際競争力評価

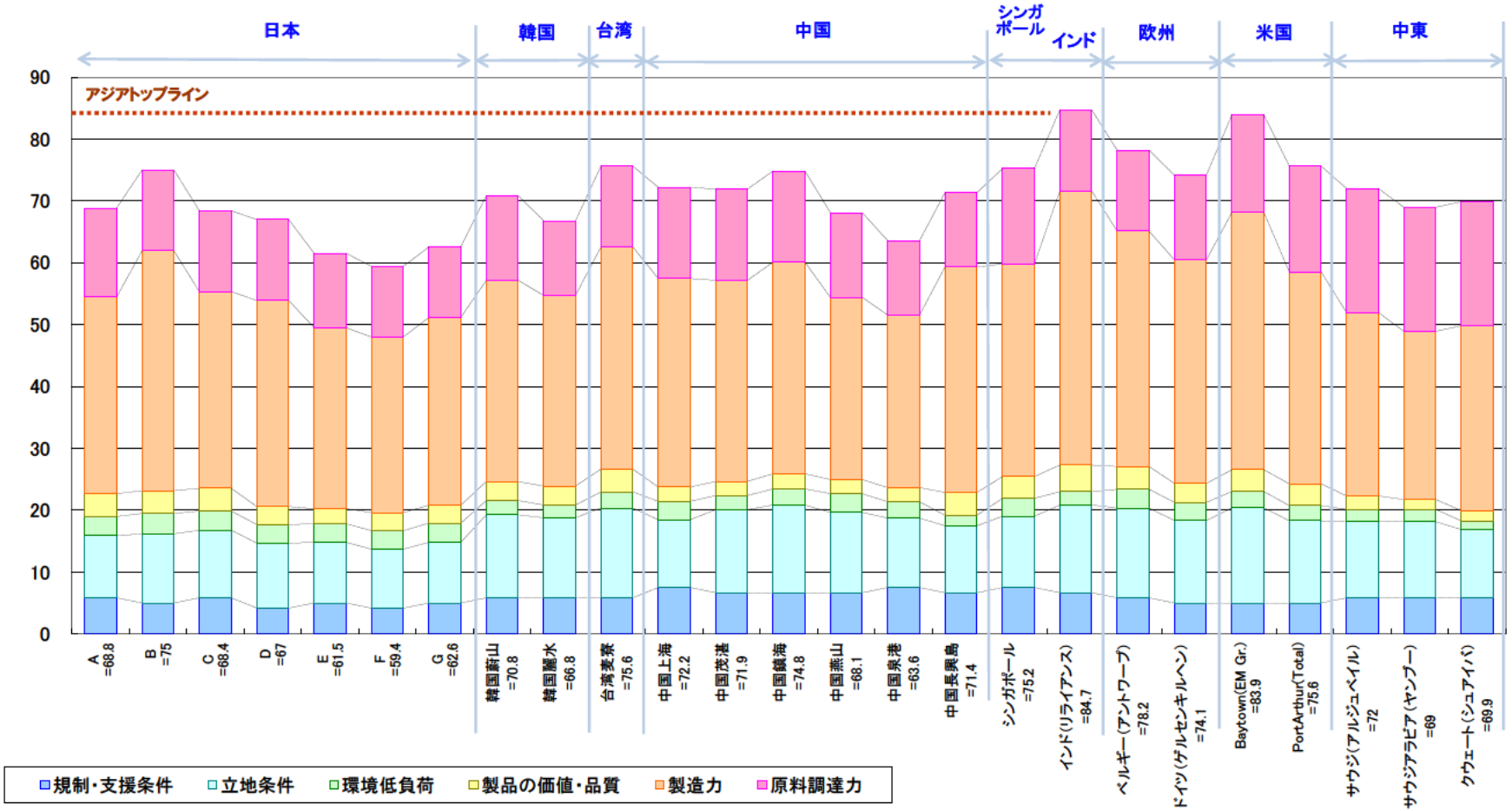
図表 5.3-2 に 2024 年の評価結果を示す。「インド (リライアンス)」が競争力を向上させ Baytown (EM Gr.)を抜いてトップとなった。

アジアでは「インド (リライアンス)」、「台湾麦寮」、「シンガポール」、「日本 B」、「中国鎮海」が高評価となり、強い競争力を維持している。「インド (リライアンス)」は「製造力」が極めて高く、中でもウェイトが高い中項目である規模、重油分解能力、石化原料供給力、水素供給力の評価が高い。

図表 5.3-1　2020 年石油コンビナート国際競争力評価



図表 5.3-2　2024 年石油コンビナート国際競争力評価



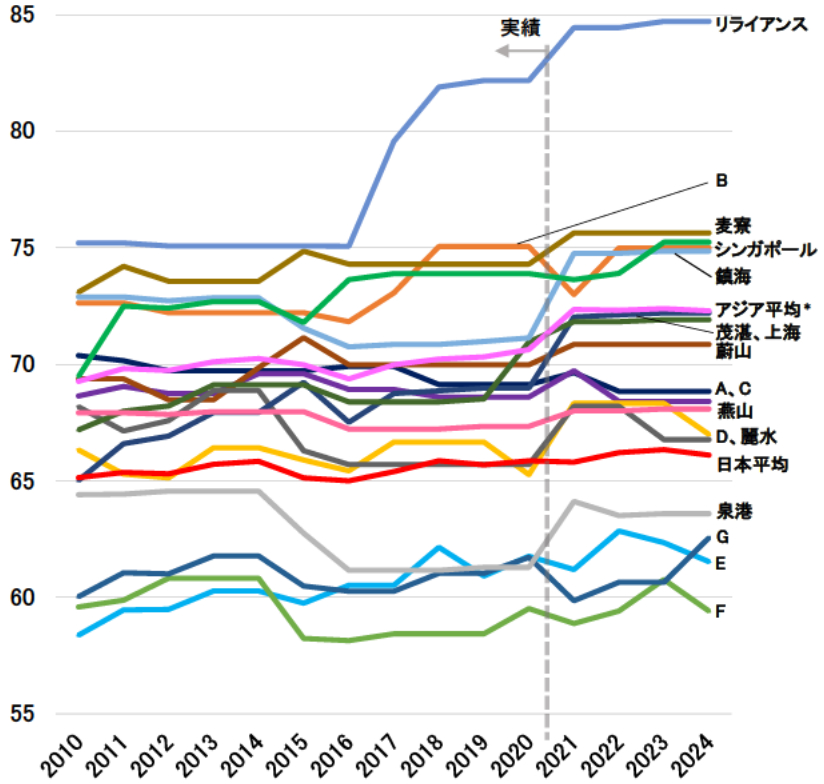
５．４ アジアとの競争力比較分析

５．４．１　アジアトップレベルとの比較

日本のコンビナートとアジアトップレベルとを比較分析し、日本のコンビナートの競争力を強化する上での課題を抽出し、具体的な方策を検討する。

アジアのコンビナートの 2010 年から 2024 年までの競争力の推移（2010 年～2020 年は実績）を図表 5.4-1 に示す。インド（リライアンス）は、旺盛な設備投資によりトップレベルから更に競争力を伸ばしている。日本平均でみると徐々に向上しているが、アジア平均の伸びを下回っている。

図表 5.4-1　2010 年から 2024 年までの競争力推移



2020 年から 2024 年までの競争力向上幅を図表 5.4-2 に示す。以下に示す中国シノペックの中核 4 製油所への大型投資によって、上海、鎮海の競争力が向上すると考えられる。なお、茂湛への投資は 2020 年に完工した。

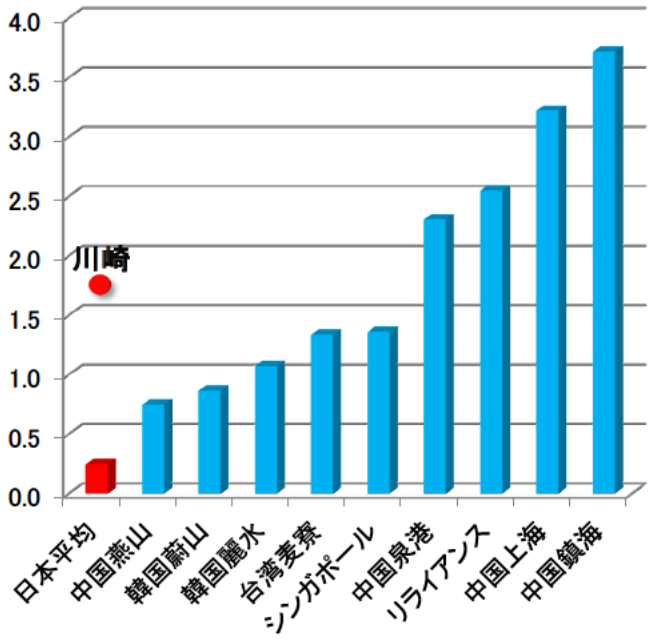
- 対象 4 製油所　　：上海、茂湛（茂名・湛江）、鎮海、南京
- 目的　　：大規模化による国際競争力強化
- 原油処理能力　　：合計 200→260 万 BD、完工 2021 年末
- エチレン能力　　：合計 500→900 万ｔ/年、完工 2021 年
- 投資額　　：3.4 兆円　2016～2021 年

また、インド（リライアンス）については、72 万 BD の TOP 増強によりコンビナート配管整備、SBR 生産による石化高付加価値製品が強化されると考えられる。

川崎は、JX エネルギーと東燃ゼネラルの統合により、ENEOS グループとしてコンビナート共同用役化とコンビナート配管整備を向上すると考えられ、+1.7 とした。

国内コンビナートについては、アジアトップとの差が拡大する傾向にある。スピード感を持って、競争力強化に取組むことが必須である。

図表 5.4-2　2020 年から 2024 年までの競争力向上幅

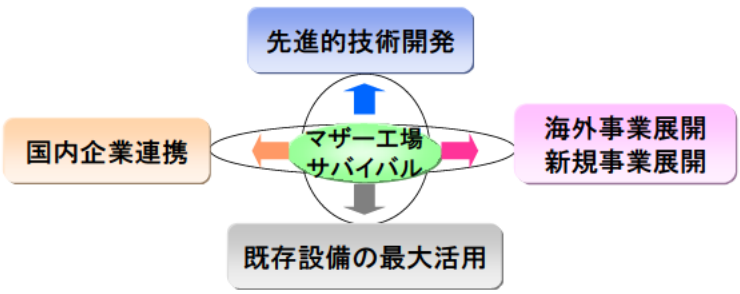


５．４．２　競争力強化の方向性と具体策

（１）　競争力強化の方向性

日本の石油石化業界における国際競争力強化の方向性を図表 5.4-3 に示す。本調査においては、「国内企業連携」及び「先進的技術開発」に関連する中項目にウェイトが置かれていることから、この２つを評価軸として国際競争力の評価を行う。「国内企業連携」に関連する中項目は、原料多様化（NGL、灯軽油活用等）、石化留分の活用、石化原料供給力（プロピレン、BTX を供給する力）、コンビナート共同用役化、コンビナート配管整備である。「先進的技術開発」に関連する中項目は、重油分解能力、エチレン分解炉のエネルギー原単位、石化高付加価値製品、研究設備充実である。

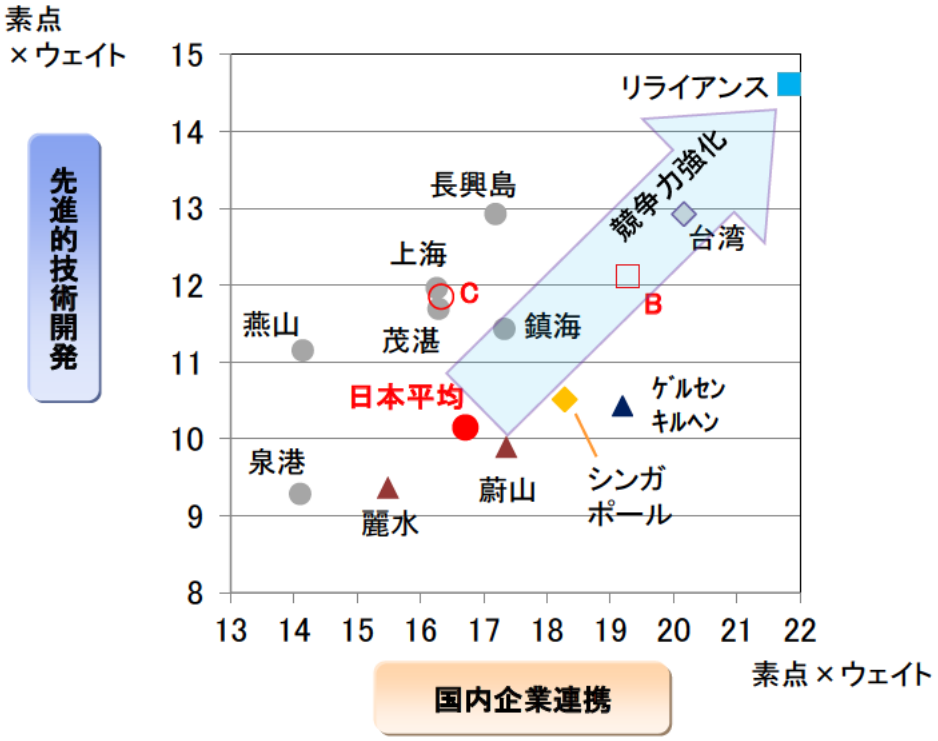
図表 5.4-3　国際競争力強化の方向性



「国内企業連携」と「先進的技術開発」係る中項目の素点×ウェイトを各々合計する。２つ

の合計値を評価軸として各コンビナートをマッピングしたものが図表 5.4-4 である。2024 年を対象とした。日本のトップクラスである B は、リライアンスと台湾に続いて「国内企業連携」と「先進的技術開発」の評価が高いが、日本平均は両指標においてやや低いレベルにある。

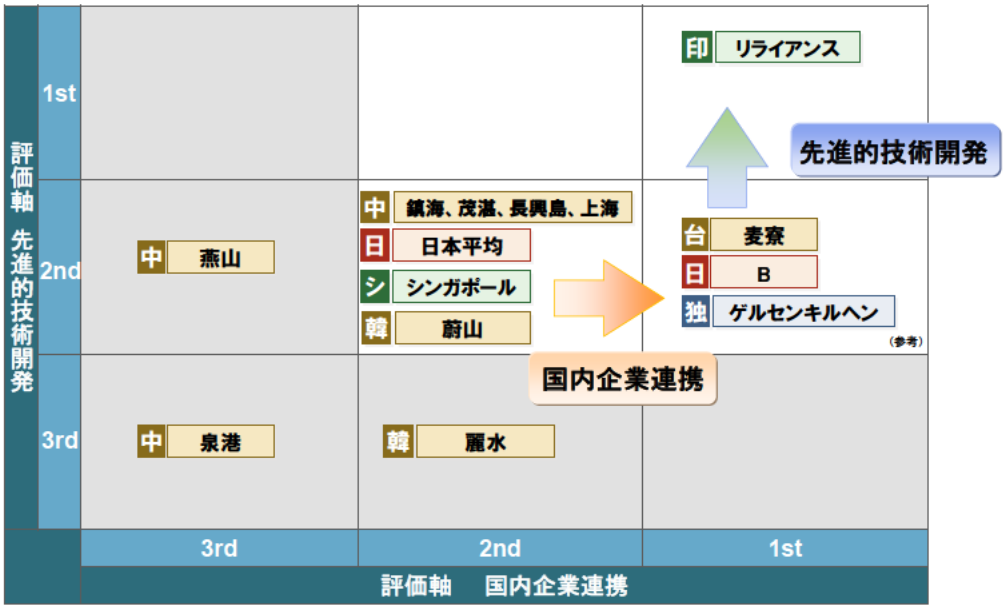
図表 5.4-4　日本とアジアの競争力マップ（2024 年）



この競争力マップを分かり易くするために、評価軸毎に 1 位群(1st)、2 位群(2nd)、3 位群(3rd)に分けて整理したものが図表 5.4-5 である。日本は中央のマスに位置し、その右の国内企業連携に優れたグループには台湾麦寮やゲルセンキルヘンが位置する。両評価軸の最高位にはリライアンスが位置する。日本トップの B は、国内企業連携の評価を向上させ、競争力強化の方向性に沿って投資を行っていることが分かる。

日本は、比較的即効性のある「国内企業連携」の強化を推進し、更に中長期的に「先進的技術開発」を進めることで競争力強化を図ることが必要である。

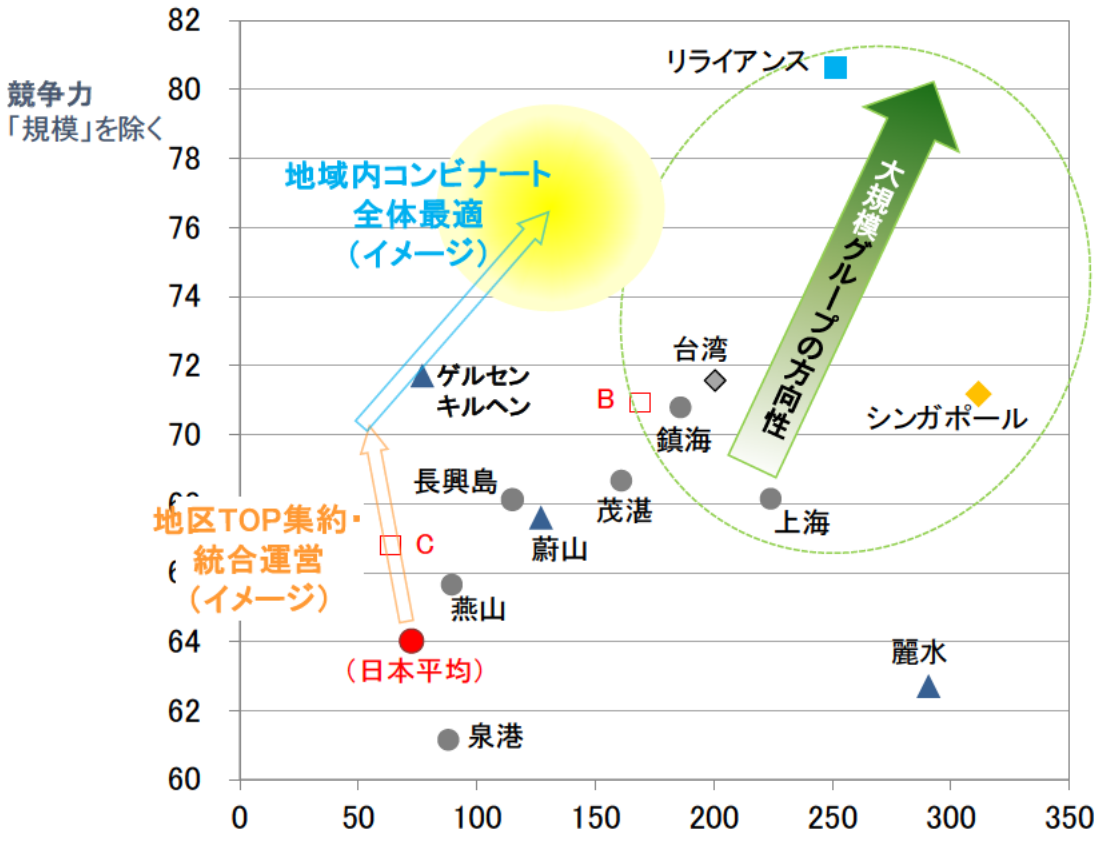
図表 5.4-5　競争力強化の方向性（2024 年）



コンビナートの規模を横軸に競争力を縦軸にしてプロットしたものを図表 5.4-6 に示す。日本平均は大規模コンビナートグループに対して規模が小さく競争力も低い。中国の鎮海、茂湛、上海は巨額投資によって大規模グループに向かっている。

今後の日本のコンビナートは、トッパーの集約・統合運営によってトッパー能力を抑えながら競争力を高める必要がある。長期的には、地区を超えて地域において全体最適を目指すことで実質的な規模を拡大することにより競争力を高めるべきである。

図表 5.4-6　コンビナートの規模と競争力（2024 年）



注）規模の標準はトッパー40 万 BD、エチレン 80 万トン/年であるため、両方を合成するために、
規模＝トッパー（BD）＋エチレン（トン/年）×0.5 とした

（2）　競争力強化のための具体策

日本のコンビナートは、アジアの競争力向上に対して、マザー工場として更なる競争力強化を早急に実行する必要がある。統合運営・広域連携による供給構造を改善する必要があり、高効率、高付加価値設備の有効活用や増強等による設備最適化によって競争力強化を実現していくことが肝要である。競争力強化のための具体策を図表 5.4-7 に示す。

図表 5. 4-7　競争力強化のための具体策

中項目	競争力強化の主な具体策
原料多様化（NGL・灯軽油活用）	・エチレン分解炉のエタン、LPGの原料化
重油分解能力	・TOP集約・統合運営・JVによる分解装置の相対的能力向上 ・重油分解装置の高効率化・デボトルネッキング
石化原料供給力（プロピレン、BTX供給）	・高温分解型FCCによるオレフィン生産、BTX回収 ・オンパーパスプロセスによる統合生産
コンビナート共同用役化	・IOTを活用した用役共同運営による集約化・高効率化
石化高付加価値製品	・マザー工場にて高付加価値製品の開発・生産、石化シフト
インフラ整備	・大型共同輸出基地による輸出効率化、物流改革
地球温暖化対策	・CO2回収、メタノール化共同運営
再生可能燃料の活用	・バイオジェット・ディーゼルの製造
水素供給力	・水素集積・活用

６．次世代型コンビナート全体最適化に向けた最新技術調査

６．１ 国際競争力強化、石化シフトに向けた最新のプロセス及び触媒技術

中期においては燃料油の中でガソリンの内需減退が著しく、中間留分の世界的需要増加が続くこと及び、IMO 2020 低硫黄船舶用燃料油の需要堅調が想定される。そこで、国内の石油精製における各設備の余力発生に伴う、既設を最大活用した中間留分増産型の精製設備構造への移行を想定して、以下の最新プロセス、触媒等の調査を実施した。

（１） 常圧蒸留装置の超軽質原油処理技術、改造ポイントほか

IMO（国際海事機関）による船舶用燃料油に対する規制強化（2020 年 1 月）により、重油を取り巻く需給環境は様変わりした。高硫黄燃料油（HSFO）を大量に船舶用燃料油に消費することができなくなり、減圧残渣油を処理することのできない製油所の存続が危ぶまれる。一方、米国はシェール革命で、従来の原油と比較して軽質なタイトオイルの生産量が増加し、原油市場における重軽格差は縮小し、超軽質原油処理の優位性が出始めている。今後、国内において重油分解等の大規模投資の回収は難しいので、常圧蒸留装置の稼働を維持しつつ減圧残渣油の生産を極力抑える方法として、タイトオイルのような超軽質原油を処理する選択肢が考えられる。

・プレフラッシュカラム導入の背景と必要性

一般的な常圧蒸留装置に装備されているプレフラッシュドラムは API 30 前後の中重質原油に対して有効と考えられ、API 40 を超えるような軽質原油の処理に対しては以下の理由から適さないと考えられる。

－軽質原油を処理する場合、メインカラムからの各製品の抜き出し温度が低くなり、原油と留出油による熱交換量が低く、コールドリフラックスが必要となっている。

－LPG、ナフサ留分増によりスタビライザー、ストリッパーのリボイラ負荷が大きくなり、原油予熱量が低下する。

－プレフラッシュドラムのままでは予熱量減により加熱炉への負荷は増加する。

これらの課題を解決する方法として、プレフラッシュカラムを導入することが考えられる。プレフラッシュカラムを導入することにより、ナフサより軽い留分を加熱炉、メインカラムに持ち込むことなく、これらの機器の負荷を下げることが可能となる。

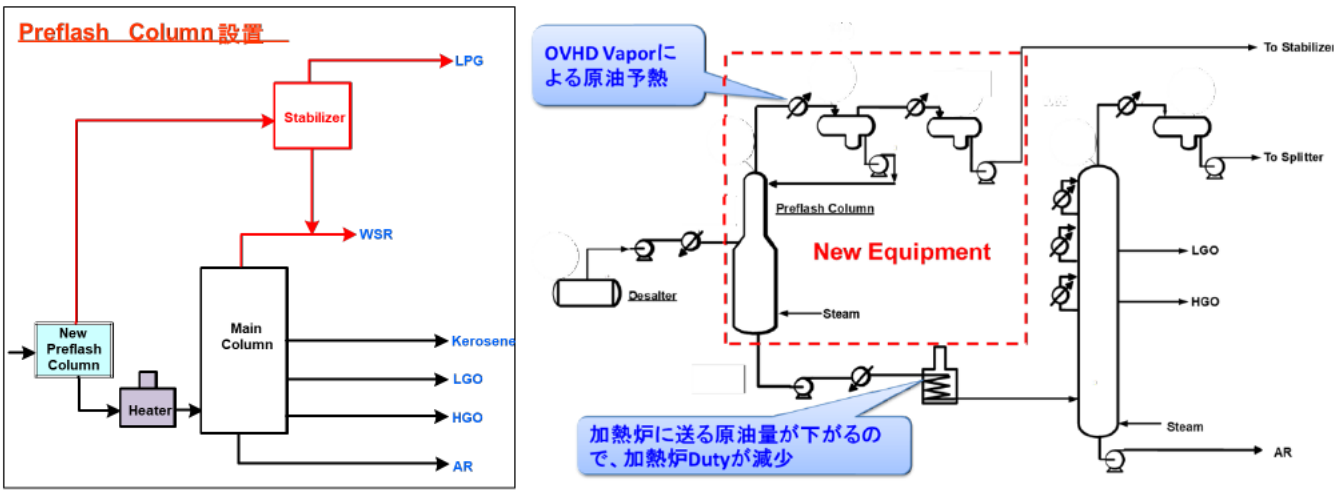
・プレフラッシュカラム構成例

図表 6.1.1 にプレフラッシュカラムを導入した場合の常圧蒸留装置のフロー及び、典型的プレフラッシュカラムの構成例を示す。

主に改造が必要となるのは、LPG、ナフサ留分増加による既設スタビライザー周りの機器となる。改造対象が限定されるので、改造費を低く抑えることが可能となる。

図表 6.1.1　プレフラッシュカラム構成例

常圧蒸留装置フロー　　プレフラッシュカラム構成例



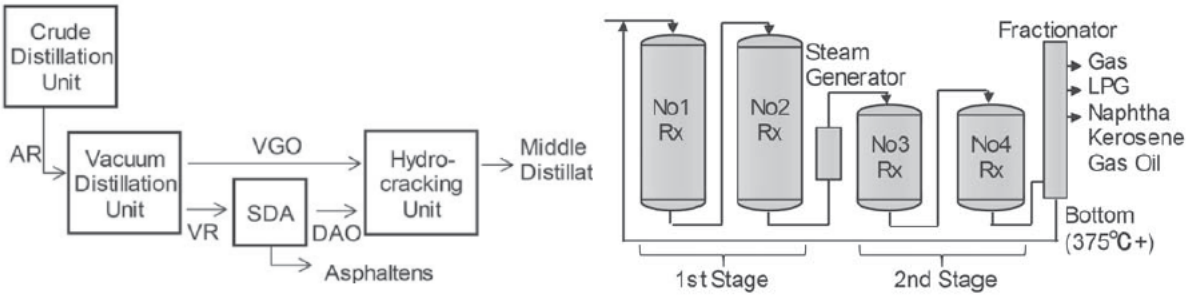
（出所）JGC

（２）　VHDS の余力を活用した MHC 化の最新技術

・国内においてはガソリン生産量の減少によって、(R)FCC の原料前処理装置である間接脱硫装置（VHDS）や直接脱硫装置（RDS）などの二次装置も稼働率が低下し、大幅な余力が発生する。VHDS のマイルド水素化分解（Mild Hydrocracker＝MHC）への転換は古くから行われていて最新技術として、特に報告されているものはない。

・Hydrocracker のフィードとなるのは主に減圧軽油（VGO）であるが、投資コストが比較的安いとされる溶剤脱瀝装置（SDA）から抽出される脱瀝油(DAO)もその候補となる。
国内における SDA 装置の導入はまだ少ないが、SDA 装置で生産される DAO と VGO を混合したフィードを水素化分解する触媒を日揮触媒化成とアラムコが共同で開発した事例が報告されている（図 6.1.2 参照）。

図表 6.1.2　リヤド製油所のボトムフロー



（出所）JGC

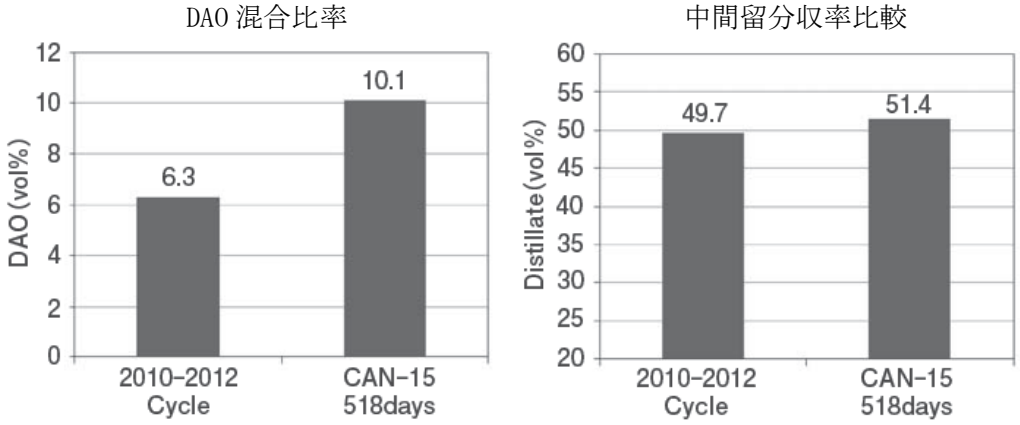
－サウジアラムコのリヤド製油所にある水素化分解装置は、アラビアンライトからの VGO をベースとして、減圧残油から SDA 装置にてパラフィン留分を中心とする成分を抽出した DAO の混合油を処理する。しかし、DAO の低い反応性とその中に含有されている窒素化合物等による触媒被毒のために既存の触媒ではその性能を十分に発揮できないという問題

があった。

－DAO はVGO と比較して、極めて重質でありかつ酸点を被毒する窒素分や触媒上への炭素析出を促進させるMCR（Micro Carbon Residue）が多く含まれるため、触媒の酸点や細孔の特殊な制御が必要である。水素化分解触媒は水素化と分解の二元機能で構成され、使用される原料油や装置の運転条件、求められる生成油の特性に応じて触媒の物理的・化学的性状を細かく設計する必要がある。水素化反応は触媒担体に担持されたニッケル、タングステン、モリブデン等の活性金属上で分解反応は担体の固体酸点で進行する。固体酸としては結晶性のY 型ゼオライトや非晶質系のシリカ・アルミナ等が使用されている。
ゼオライト系触媒は、非晶質系触媒と比較して酸量が多く酸強度も強いため高い分解活性を示すが、ナフサ収率が高く灯軽油収率が低くなる傾向がある。日揮触媒化成及びアラムコは難分解性のDAO 混合油処理に対応するため高い分解活性を有するゼオライト系触媒に着目し、高い分解活性を維持しながら同時に高い中間留分（灯軽油）選択性を有するゼオライトを開発した。開発触媒は高い分解性能と中間留分選択性が要求される第3 反応塔に充填された。

－図6.1.3に原料油中のDAO 量を前回運転時と比較して示した。今回の運転(CAN-15)では、重質なDAO の混合比率が高いことから触媒性能への悪影響（分解性能の低下による要求反応温度の上昇や触媒寿命の低下等）が懸念されたが、運転開始後518 日後においても中間留分収率は前回運転時よりも2vol.% 程度高い中間留分収率となっている。また懸念された触媒寿命も、運転開始後 2 年を経過してもほとんど活性の低下は見られていないなど、開発触媒の優れた実用性能が確認されている。

図表 6.1.3　DAO 水素化分解触媒性能の進化



（出所）JGC

－SDA 装置は国内では導入が少ないものの、海外特に欧州においては比較的安いとされる投資コストもあって、SDA 装置単体だけでなく沸騰床水素化分解装置と組み合わせたアップグレーディングコンプレックスの一部として適用されている。国内においてそのような大規模投資は難しいが、これまでSDA 装置で抽出したDAO はRDS を経由して(R)FCC 装置にフィードされる例が多かった。国内ガソリン需要が縮小していく中、(R)FCC 装置も稼働率が低下してきているので、(R)FCC 装置に代わるDAO の処理、中間留分の増産という観点から有効である。

６．２ 国内外の次世代低炭素・循環型、水素社会に向けた現状と課題

（１） パリ協定に対する各国・地域の取り組み

①EU の取り組み状況（詳細は４．１　2050 年パリ協定遵守向けた分野別及び国別主要戦略参照）

・EU は世界の気候変動政策の先導役となっており、排出量取引制度などの経済的手法を活用し、高い中期・長期目標を示す動きをしている。
・サステナブル・ファイナンスと銘打って、「開示＋グリーン分類（タクソノミー）」で、世界の資金の流れに変化を起こす可能性がある。
・2019 年 12 月、「A European Green Deal」を公表し、欧州首脳会合で 2050 年カーボンニュートラルに合意した。
・パリ協定における 2030 年の削減目標は 1990 年比 40%削減であるが、欧州委員会は 2020 年 9 月 17 日、2030 年の削減目標を 1990 年比「少なくとも 55%減らす」案を議論すると公表した。

②米国の取り組み状況

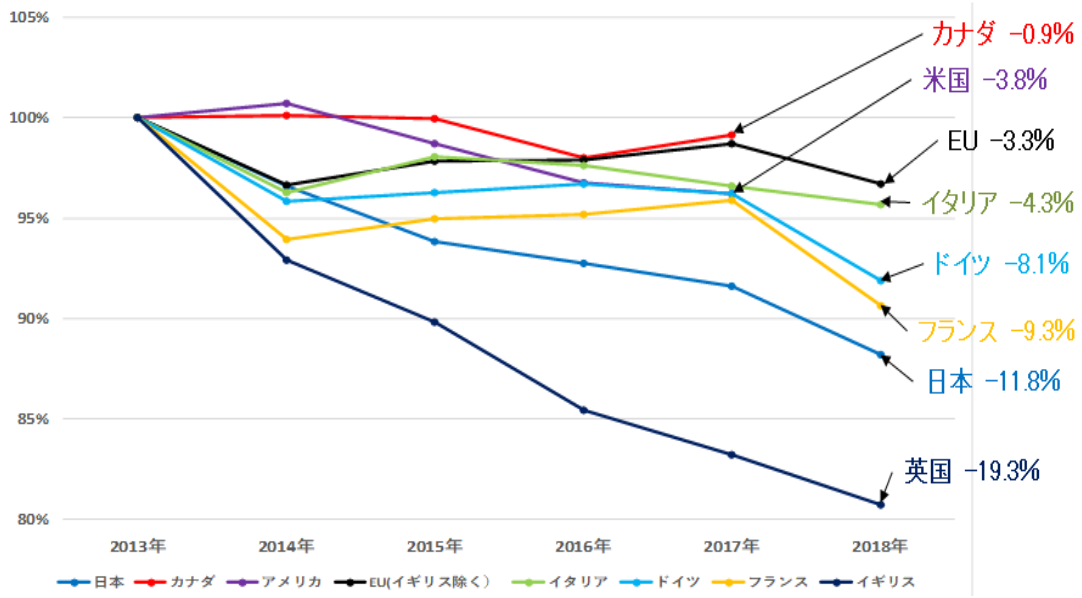
・2019 年 2 月に民主党が、Green New Deal 決議（ゼロエミ電源 100%、国境調整措置などを含む）を議会提出した。共和党の一部も気候変動政策に柔軟な姿勢に変化しており、気候変動は 2020 年大統領選挙の主要論点の一つになった。
・米国は 2019 年 11 月、国連に対してパリ協定からの脱退を通告する書面を提出し、2020 年 11 月 4 日、パリ協定を脱退した。しかし、大統領選挙で民主党のジョー・バイデンが勝利したことを受け、バイデン政権発足後、早々にパリ協定に復帰した。

③日本の取り組み状況

・日本政府は 2019 年 6 月、“脱炭素社会”の実現を目指す「パリ協定に基づく長期成長戦略」を閣議決定し、国連に提出した。
・2020 年 3 月には「国が決定する貢献」（NDC：Nationally Determined Contribution）を国連に提出し、これを契機として、「地球温暖化対策計画」の見直しに着手した。その後の削減目標の検討は、エネルギーミックスの改定と整合的に、さらなる野心的な削減努力を反映した意欲的な数値を目指し、次回のパリ協定上の 5 年ごとの提出期限を待つことなく実施する方針である。
・日本の GHG 削減実績は、2014 年度以降 5 年連続の削減で、2013 年比削減率は 11.8%（2018 年度速報値ベース）と、G7 で英国に次ぐ水準となっている（図表 6.2.1 参照）。
・日本の温暖化対策は、長期戦略において「環境と成長の好循環」というコンセプトの下、成長戦略として位置付けられた。政府は同戦略に基づき、イノベーションの推進、グリーン・ファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開・国際協力の推進を図っており、産業界においても自主的な取り組みが進展している。
・菅義偉総理大臣は 2020 年 10 月 26 日、所信表明演説で、「2050 年までに GHG 排出をゼロにする」と宣言した。2050 年までの「カーボンニュートラル（炭素中立）」にコミットすることは世界的な潮流となっており、2020 年 11 月末時点で、少なくとも 123 カ国・地域が「2050 年排出実質ゼロ」目標を掲げている。国内の地方自治体でも、既に 166 の自治

体（内訳は、23 都道府県、90 市、2 特別区、41 町、10 村）が「2050 年排出実質ゼロ」を表明している。「2050 年カーボンニュートラル」の実現に向けて、次期「エネルギー基本計画」における「2030 年のエネルギーミックス」がどのように見直されるかに注目が集まっている。

図表 6.2.1　G7 の 2013 年比温室効果ガス（GHG）排出量推移



（出所）『エネルギー白書 2020』

④中国の動向

・中国の電源構成は石炭火力が中心である。2050 年に向け、再生可能エネルギー（太陽光・風力中心）と原子力の導入増により非化石エネルギー比率を高める戦略である（非化石比率見通し：2015 年 15%→2050 年 50%以上）。
・排出量取引制度の導入や省ごとのグリーン証書購入義務づけなどの政策も打ち出されている。
・中国は、CO2 削減目標よりも新たな産業振興によって世界経済大国トップを狙う事のために環境政策を活用している。例えば、中国の新エネ自動車政策などは、日本の産業政策に対しても大きな影響を及ぼしている。
・2020 年 9 月 22 日の国連総会における演説で、習主席は「2030 年までに CO2 排出量のピークに到達するよう努め、2060 年までに炭素中立を達成するよう努める」と宣言した。

⑤開発途上国の動向

・主要途上国は、「先進国の支援があれば」との前提付きで排出削減をコミットしているが、2019 年 9 月の国連気候行動サミットにおいて「2050 年ゼロ」をコミットした国も、ほとんどが国連に長期目標を提出していない。今後 2040 年までの間に、先進国の化石燃料需要は減少する一方で、途上国における需要はそれを上回る量で増加する見通しである。

⑥世界の GHG の実効的削減を進めるための新たな視点の必要性

・現状、先進国では、CO2 排出減が着実に進みつつあるが、新興国は増加の一途であり、世界全体では減っていないという問題がある。
・先進国が、炭素集約製品を新興国等から輸入することで CO2 排出を誘発している側面があり、その規模は世界の排出量の１～2 割に相当するとの試算もある。
・現行の CO2 排出量推計では製品「生産国」で CO2 を計上するが、これを製品「消費国」の計上に変えると、欧州の削減率は縮小する一方、日本の削減率は上昇し、G7 で１位（2013 年比、2015 年時点）になると経済産業省は試算している。
・世界の CO2 排出減の実効性を高めるためには、先進国の国内対策だけでなく、輸入元である新興国等の低炭素化が必須である。日本は、高効率・低炭素技術やカーボンリサイクル等のイノベーションを展開し、世界の排出削減に貢献していく必要がある。

⑦各国における炭素税導入に関わる動きと課題
・カーボンプライシング導入の動き
－脱炭素社会への円滑な移行を促す有効な施策としてカーボンプライシングを位置付け、その導入を図る動きが世界的に進展している。カーボンプライシングとは、炭素に価格を付けて、排出コストを「見える化」することである。経済的なシグナルを通じて、消費者の行動をより脱炭素に導くとともに、企業や投資家に脱炭素技術への投資を促し、イノベーションを後押しすることが期待されている。カーボンプライシングの主な手法としては、炭素税と排出権取引制度の二つがある（図表 6.2.2 参照）。
－2020 年 4 月時点で、世界の 46 カ国・32 地域でカーボンプライシングが導入されている。世界銀行の報告書によれば、パリ協定の目標達成には、2030 年までに 50～100 ドル/CO2 トンの炭素価格が必要とされている。スウェーデンをはじめ、海外の多くの国では、この目標に引けをとらない水準まで税率を引き上げている。
－日本では、2012 年 10 月から全ての化石燃料に炭素排出量に応じた税率を課す地球温暖化対策のための税が石油石炭税に上乗せする形で導入されているが税率は 289 円/CO2 トンと諸外国と比べて低い。また、排出量取引制度は、東京都と埼玉県でのみ実施されており、全国レベルでは導入されていない。

図表 6.2.2　炭素税と排出権取引制度の比較

項目	炭素税	排出権取引制度
特徴	政府が税率として排出価格を決定する。	最初に排出総量を確定。各主体に分配された排出枠が市場で売買される結果、価格が決まる。
排出量	税率水準を踏まえ、各排出主体が行動した結果、排出量が決まる（事前には決まらず）。	政府により全体排出量の上限が設定され、各排出主体は市場価格を見ながら、自らの排出量と排出枠売買量を決定する。

・諸外国におけるカーボンプライシングの導入状況
－各国のカーボンプライシングの導入状況をみると、図表 6.2.3 に示すように、排出量取引単独、炭素税単独、排出量取引及び炭素税の組合せなど、様々な導入パターンがある。

図表 6.2.3　各国の炭素税と排出権取引制度の比較

国・地域			排出量取引制度	炭素税等※1
欧州	フィンランド		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	スウェーデン		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	ノルウェー		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	デンマーク		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	スイス		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	アイルランド		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	英国		✔	✔
	フランス		✔（免税還付等の措置あり）	✔
	ポルトガル		✔（免税還付等の措置あり）	✔
北米	米国	ニューヨーク州	✔	-
		カリフォルニア州	✔	-
	カナダ	連邦	✔（免税還付等の措置あり）	✔
		ケベック州	✔	-
		ブリティッシュ・コロンビア州	-	✔
		アルバータ州	✔（免税還付等の措置あり）	✔
南米	メキシコ		△(導入検討中)	✔
	チリ		△(導入検討中)	✔
	コロンビア		△(導入検討中)	✔
オセアニア	ニュージーランド		✔	-
アジア	中国	全国	△(2020年発電部門を対象に取引開始予定)	-
		2省5市	✔(パイロットプログラム)	-
	韓国		✔	-
	インド		-	✔
	シンガポール		-	✔
日本（参考）			・東京都温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度 ・埼玉県目標設定型排出量取引制度	地球温暖化対策のための税

（注）2019 年 4 月時点で導入されている主な制度を掲載。「炭素税等」については、税・課徴金を含め炭素比例の構成要素を含む制度を掲載。

（備考）各国政府資料及び World Bank and Ecofys (2018)『State and Trends of Carbon Pricing 2018』より環境省作成。

（出所）環境省「排出量取引と炭素税の組合せについて」

⑧投資家による ESG 評価

・ESG とは、「Environment（環境）」「Social（社会）」「Governance（ガバナンス）」のことで企業が長期的に成長するためには、ESG への取り組みが重要との見方が急速に広まっており、長期的な投資を行う機関投資家を中心に、投資判断の尺度に ESG を組み入れる考え方が進展している。

・「国連責任投資原則（PRI）」の署名機関数は、近年大きく増加している（2020 年 8 月末時点で 3,332 機関、日本では 85 機関）。日本においては、運用機関の約 98%が ESG 情報を投資判断に活用している。

・世界の ESG 投資残高は 2016 年の約 22.9 兆ドルから 2018 年には約 30.7 兆ドルとなり、この 2 年間で 34%増加している。各国・地域別における運用資産残高に占める ESG を考慮した運用資産残高の割合（2018 年）は、欧州が 48.8%、米国が 25.7%、日本が 18.3%となっている。日米は欧州より低水準であるが、近年上昇傾向となっている。

このように投資家が ESG 評価を重視する傾向が強まっていることは、脱炭素社会に向けての取り組みを後押しする要因になる。

（２）　再生可能エネルギー導入の内外の進展と、政府の助成状況

①日本の再生可能エネルギーの現状

・日本は再エネ発電事業の政策支援として、2012 年 7 月より開始した固定価格買取制度(FIT)

の下で、再エネ発電事業者の電気に対して、一般送配電事業者等による固定価格での買い取りが行われている。2017 年 4 月には FIT 制度が改正され、設備に代わり事業計画を確認する制度となったことで、適切なメンテナンス等を事業者に課すようになった。
FIT 制度の施行後、日本の再エネ導入は加速した。2012 年から 2018 年の間に、水力を除く再エネの発電量は約 3 倍に拡大し、再エネ比率は 2018 年 16.9%に上昇した(図表 6.2.4 参照)。

図表 6.2.4　再エネ発電量の国際比較（水力除く）

（単位：億kWh）

	2012年	2018年	
日本	309	963	3．1倍
EU	4,319	6,743	1．6倍
ドイツ	1,217	1,962	1．6倍
イギリス	358	934	2．6倍
世界	10,693	21,870	2．6倍

（出所）IEA『World Energy Balance 2019』

・一方、日本は 2015 年 7 月に「長期エネルギー需給見通し」を発表し、2030 年のゼロエミッション電源比率を 44%（再エネ比率 22～24%、原子力比率 20～22%）に高めるというエネルギーミックスの目標を掲げ、国際社会に対しては、パリ協定において「2013 年度比で 26.0%の GHG 削減（2005 年度比 25.4%減)」という目標を公約している。
・実態としては、足元で原発の再稼働が進まず、その目標達成が危ぶまれている。2020 年 3 月、日本はパリ協定における GHG 削減目標（NDC）を更新したが、削減目標自体は据え置いた。こうした中、2030 年における削減目標を達成するには、2030 年に向けたエネルギーミックスの目標を変更し、再エネ比率を高める必要があるとの指摘が多い。
・2020 年 6 月の「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法)」の改正に伴い、競争力のある電源への成長が見込まれるものは、2022 年度以降、電力市場と連動した支援制度である FIP（Feed-in-Premium）制度が適用される予定である。FIT 制度に基づく再エネ電力の「調達」を競争電源と地域活用電源に大別し、大規模事業用太陽光発電と風力発電は競争電源として、発電した電気を卸電力取引市場や相対取引で自由に売買させる見込みである。
FIP 制度では、市場価格に上乗せしたプレミアム（補助額）が再エネ事業者に対して交付されるが、再エネ発電事業者自身が卸電力市場や相対取引で売買することが必要になるため、再エネ発電事業者の収入が市場価格に連動することになる。このため、市場価格変動リスクへの対応を迫られ、より高度な事業運営体制構築が求められる。一方で、再エネ電源の電力市場への統合は、事業者にとって新たな収益機会の獲得につながる可能性もある。

②世界の再生可能エネルギーの現状

・再エネの利用拡大には、近年多くの国･地域が取り組んでいる。再エネの導入促進策としては、研究開発･実証、設備導入補助のほか、固定価格買取制度（FIT）や、再エネ導入量割当制度（RPS：Renewables Portfolio Standards）が導入されている。2018 年時点で、FIT は 111 ヵ国･地域で、RPS は 33 ヵ国･地域で導入されている。近年では、多くの国々が競争入札によって買取り価格等を決定する仕組みを取り入れるようになっている。

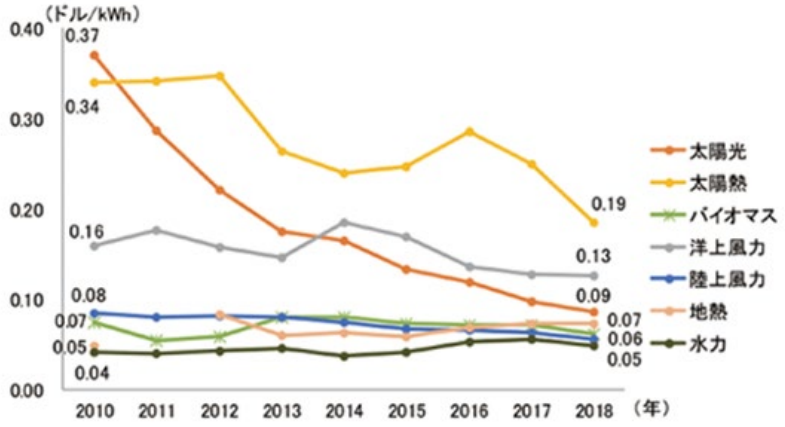
・各国が再エネ導入促進策として導入している政策手段自体は、どの国も大きな違いはないが、国土面積や地理的要因などから国によって再エネのポテンシャルや導入実績に差があるため、再エネ促進策として採用するメニューの選択や支援対象、導入時期については、国ごとに国情に応じた相違がみられる。

・このような各国の再エネ促進策を受けて、世界における再エネへの投資は 2000 年代半ば以降飛躍的に増大し、2010 年以降は、毎年 2,000 億ドルを超える投資が行われている。2018 年には前年比約 11.5%減少したが、これは投資額の大部分を占めている中国が FIT の変更を年央に実施し、投資額が大幅に減少したことによる。

一方、先進国や発展途上国の投資額は増加している。再エネへの投資は、石炭火力発電とガス火力発電を合わせた投資額の約 3 倍の規模となっている。エネルギー源別にみると、ほぼ一貫して太陽エネルギー及び風力に投資が集中している。国際エネルギー機関（IEA）の見通しによると、2020 年の世界のエネルギー需要はコロナ禍による経済活動縮小の影響で前年比▲6%と減少する見通しであるが、再エネ発電量は前年比約 1%の増加を見込んでいる。

・再エネを推進する政策や技術革新を背景に、世界的に再エネの発電コストが低下する傾向がみられる。中には、補助金なしでも石炭やガス火力発電と競合できるほどのコスト競争力を持つ再エネ発電もみられるようになった。とりわけ、太陽光及び陸上風力の発電コストは著しく低下している（図表 6.2.5 参照）。

図表 6.2.5　世界の再生可能エネルギー発電コストの推移



（注）地熱の 2011 年のデータなし。

（備考）IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2018」を基に作成

（出所）『エネルギー白書 2020』

・ただし、日本では、火力発電や原子力と比較すると、再エネの発電コストはまだまだ高く、これが再エネの主力電源化に向けての課題の一つとなっている。

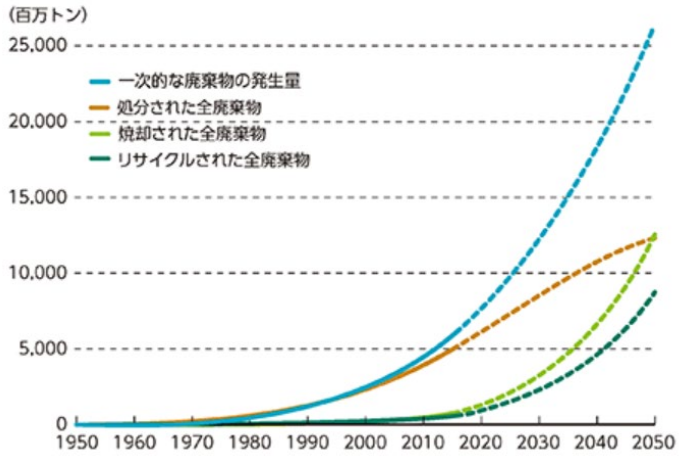
（３） 海洋プラスチックごみ問題の進展と活動状況

①廃プラスチック問題の現状

・世界のプラスチック生産量と廃棄物発生量

－プラスチックの生産量は世界的に増加が続いており、国連環境計画（UNEP）の報告によると、2015 年時点の年間生産量は約 4 億トン、1950 年以降での累計生産量は 83 億トンを超えたといわれている。また、生産の増大に伴い廃棄量も増加しており、2015 年時点のプラスチック廃棄物発生量は年間約 3 億トン、累計廃棄量は 63 億トンに達したとみられており、現状のペースが続くと、2050 年までに 250 億トンのプラスチック廃棄物が発生し、内 120 億トン以上が埋め立て・自然投棄されると予想されている（図表 6.2.6 参照）。

図表 6.2.6　プラスチック廃棄物発生量の推計



（出所）Geyer R., Jambeck J. R. & Law K. L.（2017）を基に環境省「令和 2 年版 環境・循環型社会・生物多様性白書」より抜粋

－また、製造されるプラスチックを用途別にみると、使い捨てのものを含む容器包装が全体の 36%を占めるとされる。容器包装プラスチックには、主に①食品貯蔵寿命の延長、②重量軽減による輸送燃料の削減というメリットがあり、使用量は 1964 年の 0.15 億トンから 2014 年の 3.1 億トンへと過去 50 年の間に急増している。更に今後 20 年で現在の生産量の 2 倍まで拡大すると予想されている。

・海洋プラスチックごみ問題

－プラスチック生産量と廃棄物量が増加を続ける中、プラスチックごみが海洋に流出し、生態系への影響に加え、観光や漁業にも悪影響を及ぼす「海洋プラスチックごみ問題」への関心が世界中で高まっている。特に 5㎜ 以下のマイクロプラスチック（もともと小さいものと紫外線や波などの作用で微細化したもの）が世界中に漂流しており、海洋生態系や人体への影響が懸念されている。英国エレン・マッカーサー財団の報告によると、毎年 800 万トンのプラスチックごみが海洋に流出しており、現状のペースが続けば 2050 年には海洋中のプラスチックごみの重量が魚の重量を超えると推定され、注目を集めた

・中国、東南アジアにおける廃プラスチック受け入れ拒否

－中国は 2017 年まで世界各国が輸出する廃プラスチックの 6 割（金額ベース、2013～2017 年の平均値）を受け入れていたが、国内の環境汚染の深刻化を受け、2017 年末年に国外からの廃プラスチックの輸入禁止措置を実行した。行き場を失った廃プラスチックは東南アジアが一時的な受け入れ先となり、タイ、ベトナム、マレーシアなどへの輸出量が増大した。

－しかし、短期間で大量輸入された廃プラスチックが自国内に滞留し、環境問題悪化への懸念が高まったことや、市民の環境意識の向上により、2018 年 6 月頃以降、ベトナム、マレーシア、タイなど東南アジア諸国は中国に追随して廃プラスチック輸入の規制・禁止策を相次いで導入した。2019 年に入りインドネシアも輸入基準の強化の方針を発表したほか、インドでは 2019 年 8 月 31 日から全面輸入禁止となった（図表 6.2.7 参照）。

図表 6.2.7　アジア各国おけるプラスチック輸入禁止措置

国・地域		内容
東アジア	中国	2017年12月末から生活由来の廃プラスチックなどの輸入禁止 2018年12月末から工業系廃プラスチックも輸入禁止
	韓国	輸入禁止措置の導入が検討されたことはない 当面はリサイクル業界との協議を通じ、国内で加工されたリサイクル品の使用を奨励
	台湾	2018年10月から質の悪い廃プラスチックの輸入を制限
東南アジア	マレーシア	2018年から実質的に輸入禁止
	タイ	一部輸入禁止。2021年1月から全面禁止の方針
	ベトナム	2018年から輸入基準を厳格化。25年までに全面禁止の方針
	インドネシア	輸入禁止・規制を検討中
	ラオス	輸入禁止・規制を検討中
	カンボジア	貿易管理品目で一部禁止
	フィリピン	貿易管理品目で一部制限
南西アジア	インド	2019年8月31日から全面輸入禁止
	スリランカ	貿易管理品目で一部禁止
	バングラデシュ	貿易管理品目で一部禁止
	パキスタン	貿易管理品目で一部禁止

（出所）各種資料を基に東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

－世界における廃プラスチックの輸出額は 2015 年から減少が続いており、特に 2018 年は中国の輸入規制導入により前年比▲27.6%と大きく落ち込んだ。2019 年の輸出額は同▲16.3%の 29.6 億ドルとなった。2019 年の輸出上位 3 ヵ国はドイツ、日本、米国であった。

－一方、廃プラスチックの主要輸入国であった中国は、2019 年に金額・数量ともに前年比▲98%以上の減少、輸入量は 1,000 トンにまで落ち込んだ。中国に代わる新たな廃プラスチックの輸入大国は現れておらず、欧州や米国・カナダ・メキシコ間では域内貿易のシェアが高まっている（図表 6.2.8 参照）。

図表 6.2.8　世界の廃プラスチック輸出額の伸び率と推移

（注）輸出額はジェトロ推計値。廃プラスチックは HS3915 で定義。

（出所）JETRO 地域・分析レポート「廃プラスチックの貿易フローに変化（世界）」（2020 年 9 月 16 日）

・各国のプラスチック戦略とコロナの影響

－2021 年 1 月から有害廃棄物の国境を越えた移動を規制するバーゼル条約の対象に、リサイクルに適さない汚れた廃プラスチックが加わることから、各国は自国内でのリサイクル体制の構築を求められている。多くの国は容器包装を中心とするリサイクルと再生プラスチック利用の促進、バイオプラスチックの開発を主軸として進めている。

－また、欧州は 2018 年、企業にプラスチックの再生利用を促すことでプラスチックの廃棄を抑制し、海洋プラスチックのゴミ削減を目指す「欧州プラスチック戦略」を発表し、21 年からはストローやマドラー、フォークやトレイなどの食器など 10 大・使い捨てプラスチックの使用が禁止される。こうした使い捨てプラスチック使用規制を強化する動きは各国に波及している（図表 6.2.9 参照）。

図表 6.2.9　各国の使い捨てプラスチックに関する規制

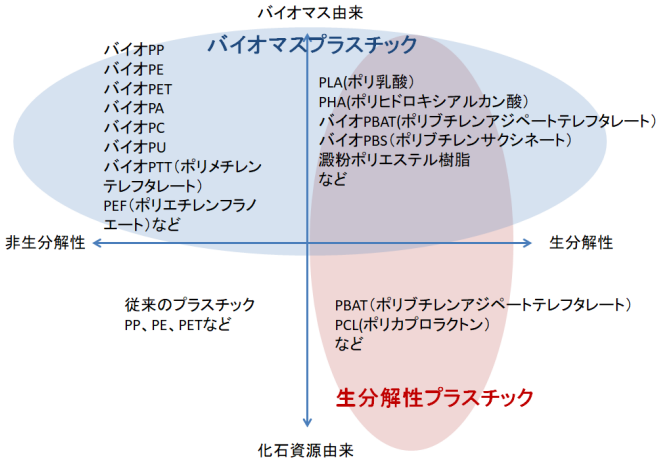
国・地域	禁止内容
EU	・21年からストローやマドラー、フォークやトレイなどの食器など10大・使い捨てプラスチックの使用を禁止 ・21年から再利用できないプラスチック包装廃棄物に対する新たなプラスチック税（0.8ユーロ／kg）を導入
ドイツ	・20年9月、使い捨てプラスチック容器等の利用を禁止する政令案を可決
英国	・20年10月、使い捨てプラスチック製ストロー、プラスチック製マドラー、プラスチック軸綿棒の供給を禁止（予定から半年遅れ）
米国	・カリフォルニア州、ハワイ州に加え、2019年には、ニューヨーク州、コネティカット州、バーモント州など6州で州全体で使い捨てプラスチック袋を規制する法案が成立
オーストラリア	・21年から南オーストラリア州で使い捨てプラスチック製品を禁止
中国	・20年末までに使い捨てのプラスチック食品容器や綿棒の生産と販売、マイクロビーズが含まれる製品等の生産を禁止 ・2022年までにその販売も禁止
インド	・多くの州で使い捨てプラスチック製の買い物袋の禁止 ・2022年までに使い捨てプラスチック製品を禁止
フィリピン	・20年からプラスチック製レジ袋に課税 ・首都圏での使い捨てプラスチック使用禁止が加速

（出所）各種資料を基に東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

－しかしながら、2020 年は新型コロナウイルスの世界的大流行に伴い、各国で感染予防のための使い捨てマスクやフェイスシールド、使い捨て手袋、食品のテイクアウト容器、オンラインショッピングの増加に伴う商品配送用緩衝材などの需要が急増した。こうした製品は基本的にリサイクルされず、廃棄物が急増するという事態になった。
－一方、世界経済の急減速によりエネルギー需要を中心に石油需要が激減、原油価格の下落に伴いリサイクル品とバージン材（未使用材）との間で価格競争が激化し、リサイクル業界の経済性は悪化している。
－英国では新型コロナウイルスによるビジネスの影響を考慮して、当初 20 年 4 月に施行される予定だった使い捨てプラスチック製ストローなどの禁止措置が半年間延期されたが、10 月には予定通り禁止措置が施行されるなど、コロナ禍で一時的に緩和された規制も、21 年にかけて予定通り施行される動きである。
－また、廃プラスチックの世界最大の排出源とされる中国においても、20 年末までに主要都市において非生分解性プラスチックのレジ袋の使用禁止を決めた。
－また、EU 理事会は 20 年 7 月、新型コロナウイルスで打撃を受けた欧州経済の復興のための 7,500 億ユーロの復興基金（次世代 EU）に合意したが、この基金の返済財源として、再利用できないプラスチック包装廃棄物に対する新たなプラスチック税（0.8 ユーロ/kg）の 21 年からの導入を計画している。
コロナ後、新たな生活習慣の定着により用途に応じたプラスチック利用の価値が再認識されつつあるが、サステナビリティ意識の高まりから、使い捨てプラスチックの消費抑制等の規制や、リサイクル技術・リサイクルチェーンの確立による再生材利用の拡大、バイオプラスチックの導入は不可逆的な潮流であると考えられる。

②バイオプラスチックの動向
・バイオプラスチックの定義
－バイオプラスチックとは、バイオマスを原料として製造される「バイオマスプラスチック」と微生物によって生分解される「生分解性プラスチック」の総称である。このため、全てのバイオプラスチックが微生物に分解されるとは限らず、全く分解されないものも含まれることには注意が必要である。
－植物を原料とするバイオマスプラスチックは、カーボンニュートラルという性質から製品そのものの環境配慮性は評価されるものの、生分解性の有無に加え、原料である植物の生育過程における化学肥料等による生物多様性への影響や、土地利用における食料生産との対立などの負荷を総合的に考慮する必要がある。
－一方、生分解性プラスチックには、石油由来のものとバイオマス由来のものとがある。生分解性プラスチックは、通常のプラスチックと一緒にリサイクルされると、リサイクルされたプラスチック再生材の品質を下げるなど、リサイクルを阻害するという問題点が指摘されている。このため、生分解性プラスチックは、通常のプラスチックとは区分して回収することが重要であり、特定の用途に利用することが望ましいと考えられている（図表 6.2.10 参照）。

図表 6.2.10　バイオプラスチックの種類



（出所）各種資料を基に東レ経営研究所作成

・バイオプラスチックの政策動向

－海外では、特にバイオエコノミーと循環経済（サーキュラーエコノミー）の潮流が加速する欧州において、バイオプラスチックの導入が政策的に進められている。

2018 年 1 月に欧州委員会が採択した「欧州プラスチック戦略」では、「2030 年までに EU 市場におけるプラスチック包装容器をリサイクル可能なものにする」ことなどを掲げており、特にバイオプラスチックに関しては、特定分野における生分解性プラスチックの使用の有益性や技術革新への期待、バイオマスプラスチックの石油資源の使用削減への有用性が述べられている。

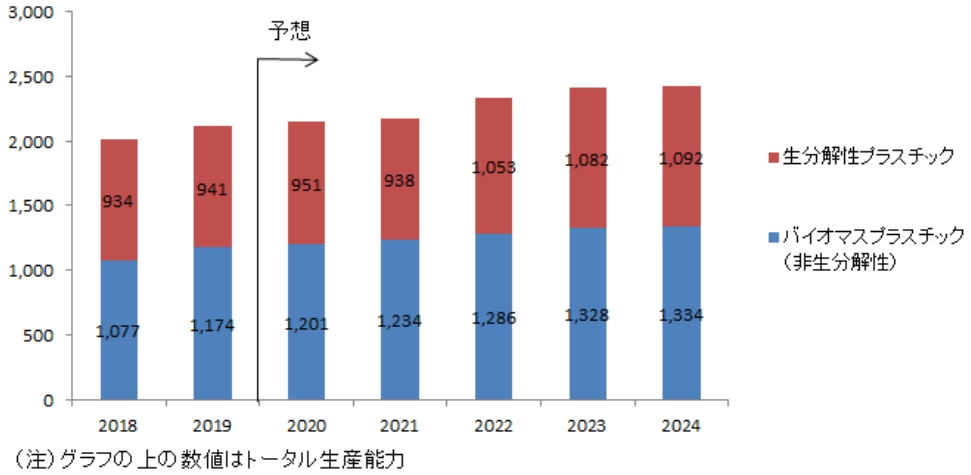
－一方、課題として、生分解性プラスチックの明解な表示ラベルや適切な廃棄物回収・処理システムの整備の必要性、バイオマスプラスチックのコストと石油由来品より低環境負荷である必要性が挙げられている。

また、20 年 3 月には欧州グリーンディールの一環として循環経済への移行促進を目的に「新循環経済行動計画」が発表されたが、プラスチックは循環経済における主要製品の一つに位置付けられ、さらなる方策が必要とされている。特にバイオプラスチックに関しては、今後バイオマスプラスチック・生分解性プラスチック・堆肥化可能プラスチックの使用の政策枠組みを検討するとしている。

・バイオプラスチックの世界市場

－欧州バイオプラスチック協会の報告によると、2019 年のバイオプラスチックの世界の生産能力は 211 万トンであった。プラスチック全体の生産量 3.59 億トンの約 0.6%にすぎないが、性能や加工技術の向上、用途の拡大、企業の環境意識の高まりなどから需要の増加が期待され、2024 年の生産能力は 243 万トンまで拡大すると見込んでいる（図表 6.2.11 参照）。

図表 6.2.11　世界のバイオプラスチック生産能力の予想



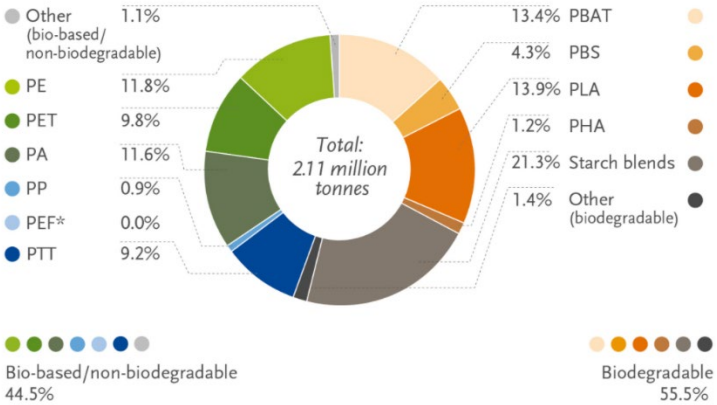
（注）グラフの上の数値はトータル生産能力

（出所）欧州バイオプラスチック協会データより東レ経営研究所作成

－また、2019 年の主要なバイオプラスチックの生産能力のポリマー別内訳をみると、バイオマス由来・非生分解性プラスチックについてはバイオ PE（ポリエチレン）が最も多く 11.8%、次いでバイオ PA（ポリアミド）が 11.6%、バイオ PET（ポリエステル）が 9.8%となっている。

－一方、生分解性プラスチックについては澱粉でんぷんポリエステル樹脂が 21.3%、バイオ PBAT（ポリブチレンアジペートテレフタレート）が 13.4%、バイオ PLA（ポリ乳酸）が 13.9%、バイオ PBS（ポリブチレンサクシネート）が 4.3%などとなっている（図表 6.2.12 参照）。

図表 6.2.12　バイオプラスチックの生産能力のポリマー種類別内訳（2019 年）



（出所）欧州バイオプラスチック協会「Bioplastics market data」

－主要なバイオプラスチックに関して、製造する世界のメーカーを図表 6.2.13 に示す。バイオマス由来･非生分解性樹脂のうち現在最も生産能力の大きいバイオ PE については、現在 Braskem 社（ブラジル）が主力メーカーだが、2019 年に LyondellBasell 社（米）が世界最大の廃棄物・残留物由来の再生可能ディーゼル油生産企業である Neste 社（フィンランド）と共同で、ドイツの工場においてバイオ PP とバイオ PE の並行生産を発表する

など、今後は欧州でのバイオ PE の生産能力増強が予想されている。

図表 6.2.13　主要なバイオプラスチックと主なメーカー

樹脂	主なバイオマス原料*1	バイオマス度上限*1	生分解性*1	主な用途*1	世界の製造能力*2（万トン） 2019（実績）	2024（予測）	主なメーカー*2
バイオPE	バイオエタノールや植物油由来等のバイオナフサ等	100%	×	石油由来のPE、PP、PETと同じ用途	25	29	Braskem社（ブラジル）、LyondellBasell社（米国）、Dow（米国）、SABIC社（サウジアラビア）
バイオPP	植物油等由来のバイオナフサ等	100%	×		2	13	LyondellBasell社（米国）、Borealis社（オーストリア）、SABIC社（サウジアラビア）
バイオPET	テレフタル酸及びバイオマス由来のエチレングリコール（MEG）	約30%	×		21	15	【モノマー（MEG）】India Glycols社（インド） 【ポリマー】Indorama Ventures社（タイ）、Lotte Chemical社（韓国）、Far Eastern New Century Corporation社（台湾）、東レ（株）（日本）、帝人（株）（日本）、東洋紡（株）（日本）
バイオPA		100%	×	自動車部品、電気電子部品等	25	30	Arkema社（フランス）、Evonik社（ドイツ）、BASF社（ドイツ）、DSM社（オランダ）、DuPont社（米国）、東レ（株）（日本）、ユニチカ（株）（日本）、東洋紡（株）（日本）、三菱ガス化学（株）（日本）
PA11	ヒマシ油	100%	×				
PA610	ヒマシ油（片方のモノマー）	約60%	×				
PLA	バイオマス由来の乳酸	100%	○	食品容器、繊維、農業用資材等	29	32	NatureWorks社（米国）、Total Corbion PLA社（オランダ）、Zhejian Hisun Biomaterials社（中国）
PBS	バイオマス由来のバイオコハク酸（片方のモノマー）	約50%	○	農業用資材、カトラリー、コンポスト用バッグ等	9	9	PTT MCC Biochem 社（タイ）
PHA（PHBH等）	糖や植物油（微生物が体内にポリマーを生成）	100%	○	食器類、農業用資材等	3	16	Newlight Technologies社（米国）、Danimer Scientific社（米国）、Tianan Biologic Material社（中国）、（株）カネカ（日本）
澱粉ポリエステル樹脂	澱粉（可塑化して他のバイオプラスチックとブレンド／コンパウンド）	100%	○	野菜・果物袋、農業用資材等	45	45	Novamont社（イタリア）
バイオPC	バイオマス由来のイソソルバイド（片方のモノマー）	約60-70%	×	自動車用途等	-	-	三菱ケミカル（株）（日本）、帝人（株）（日本）

（出所）環境省「バイオプラスチックを取り巻く国内外の状況」

－今後は、特に汎用用途で需要が大きいバイオ PP（ポリプロピレン）や 100%バイオベースかつ生分解性を有するバイオ PHA（ポリヒドロキシアルカン酸）について、特に大きな成長が見込まれている。バイオ PP は幅広い製品用途で用いられる汎用プラスチックであり、今後 5 年間で生産能力は 6 倍に拡大すると予想されている。

2020 年 3 月には Borealis 社(オーストリア)がバイオ PP の商業生産を開始しており、国内では三井化学が 2024 年のバイオ PP 生産開始を目指している。また、バイオ PHA の生産能力は今後 5 年間で 3 倍以上になると推定されている。

－バイオ PET は、バイオマス由来のバイオ MEG（モノエチレングリコール）とテレフタル酸を脱水縮合して製造され、バイオマス度は最大 30%程度となる。

現在のバイオ MEG の商業生産はインドの India Glycols 社 1 社のみとなっている。また、米国のバイオ科学ベンチャー企業である Anellotech 社はバイオマス由来のテレフタル酸の開発を進めている。

国内ではサントリーが 2012 年から Anellotech 社と共同で 100%バイオ PET ボトルの開発に取り組んでいる。一方、PET についてはペットボトルのマテリアルリサイクルやケミカルリサイクルによる再生材の活用が進んでいることから、世界的には足元でのバイオ PET の新増設については停滞している。

－一方、PET と類似した特性を有するバイオ PEF（ポリエチレンフラノエート）の成長が期待されている。

バイオ PEF は PET に比べて酸素のバリア性が 10 倍、水蒸気のバリア性が 2 倍であることから、飲料、食品、非食品の包装などへの展開が期待されており、2023 年頃から本格的に市場に参入するとみている。

PEF は Avantium 社（蘭）が開発したが、日本では東洋紡が Avantium 社の技術を用いて岩

国工場でPEFを製造している。
－バイオ PA については、モノマーの組み合わせにより 100%バイオマス由来の PA11 や PA1010、部分的にバイオマス由来の PA610 な様々な種類が存在する。Arkema 社（仏）や Evonik 社（独）、BASF 社（独）、DSM 社（蘭）など大手化学メーカーが生産している。
－バイオ PLA はバイオマス由来かつ生分解性プラスチックであり、食品用透明容器や電機・電子部品などに使用される。主な製造企業は Nature Works 社（米）や Total Corbion PLA 社（蘭）、中国の海生生物材料、等である。
－澱粉ポリエステル樹脂は、澱粉を可塑化して他の生分解性樹脂やバイオマスプラスチックとブレンド・コンパウンドして製造される。
Novamont 社（伊）が世界市場のリーダーであり、生分解性が求められる用途では他の生分解性樹脂とのブレンド・コンパウンド品の普及が進んでいる。
－また、世界のバイオプラスチックを生産拠点別にみると、欧州が研究開発において最も進んでおり、生産能力の 4 分の 1 を占める主要市場であるが、2019 年にはバイオプラスチックの 45%がアジアで生産されるなど、アジアが重要な生産拠点となっている。

・バイオプラスチックの日本市場
－日本は 2019 年に策定したプラスチック資源循環政策において、「再生プラスチック・バイオマスプラスチックの利用を 2030 年までに倍増する」こと、「2030 年までにバイオマスプラスチックを約 200 万トン導入する」ことを目標として掲げている。
また、現在、環境省ではバイオプラスチックの環境・エシカル的側面、生分解性プラスチックの分解評価、リサイクル性などを整理し、用途や素材に対応した「バイオプラスチック導入ロードマップ」の策定を進めている。
－日本バイオプラスチック協会の報告によると、国内のバイオプラスチックの市場は拡大を続けており、2019 年の国内出荷量は前年比 4.3%増の 46,650 トンとなった。
海洋プラスチックごみ問題への消費者の関心が高まる中、企業の環境意識も向上し、市場での採用が進んできたこと等が背景にある。内訳をみると、バイオ PET やバイオ PA、バイオ PE、PLA という主要なバイオマスプラスチックが大半を占め 40,500 トン、残りは生分解性プラスチックが 4,300 トン、その他バイオマスプラスチックが 1,850 トンであった。
－2019 年の国内市場を最も牽引したのはバイオ PE である。バイオ PE はレジ袋や容器などに用いられるが、19 年にはスーパーやコンビニ、百貨店などにおいてレジ袋の素材への採用が進んだ。更には 2020 年 7 月から国内での運用が開始されたレジ袋有料化において、「海洋生分解性プラスチックの配合 100%」又は「バイオマス素材の配合率が 25%以上」である製品については、有料化の対象外となったことから、ファストフード店などはレジ袋の材質をバイオ PE などバイオマスプラスチック配合のものに変更するなどして、テイクアウト用などにレジ袋の無料提供を続けており、足元でのバイオ PE の需要拡大につながっている。
－PLA に関しては、数年前から欧州を中心に使い捨て包装容器への採用が活発化しており、その流れが日本にも波及し、国内でも PLA を使用した容器包装が増えている。
2020 年 8 月、化学品の輸出入などを手掛けるハイケム社は、世界第 3 位の生産能力を有する中国の安徽豊原福泰来聚乳酸から PLA を輸入し、国内での販売を開始した。この中国

メーカーは 2021 年には同 10 万トン、5 年以内には同 100 万トンへの増設を計画しており、世界最大の PLA メーカーとなる見込みである。
ハイケム社は国内での食品包装容器のほか、繊維市場への展開拡大を見込んでいる。PLA 繊維の織物への加工においてはポリエステル用の織機が転用できるという利点がある。また、PLA が有する抗菌性や弱酸性といった特徴を生かし、ベビー服やインナーへの展開を目指している。

－バイオ PET は 2010 年以降バイオプラスチックの市場をけん引してきたが、用途は主に飲料用ペットボトルに依存している。
前述のとおり、サントリーは 2012 年から Anellotech 社（米）と共同で 100%バイオ PET ボトルの開発に取り組んでいるが、ペットボトルについてはマテリアルリサイクル、ケミカルリサイクルの流れが加速していることから、飲料メーカー各社によるバイオ PET のペットボトルへの新規採用は足元では停滞している。

－一方、企業の環境意識の高まりからユニフォームへのバイオ PET 繊維の採用が増加するなど、繊維用途での拡大が期待されている（図表 6.2.14 参照）。

図表 6.2.14　バイオマスプラスチックの研究開発動向

高機能化学品	開発ステージ	実績・動向
生分解性ポリマー PLA:ポリ乳酸 PHA:ポリヒドロキシアルカノエート PBS:ポリブチレンサクシネイト	商業生産	PLAは、Nature works、Corbion、中国など**40万t/Y** ● PHAは、カネカが**商業化**、PBSは、三菱ケミカルが**商業化** 内閣府SIP「バイオ・農業」にて**ポリマー設計**技術開発実施
バイオポリイソプレン	実証段階	● NEDO「非可食性植物由来化学品製造プロセス技術開発」で抽出ポリイソプレン、NEDO「植物等の生物を用いた高機能品生産技術の開発」でイソプレン生産技術開発
イソソルバイト	商業生産	● 三菱ケミカルが、植物由来イソソルバイトを用いてバイオポリカーボネートを**商業化** ミネソタ大学などでも活発にPJ研究が進んでいる
フルフラール／テトラヒドロフラン	実証段階	● NEDO「非可食性植物由来化学品製造プロセス技術開発」で木質バイオマスから化学変換によるFRL生産技術開発実施　等
フランジカルボン酸	実証段階	ガスバリア性に優れる**PET代替のPEF**材料として注目されている （Avantium、Corbion、● 北海道大学など）

（出所）NEDO「CCUS／カーボンリサイクル／バイオものつくり分野の技術動向について」

－ポリエステル繊維は世界の化学繊維の 8 割を占める。20 年 2 月、東レはバイオ燃料のスタートアップ企業である米バイレント社との共同開発により、100%植物由来の PET 繊維の試作に世界で初めて成功した。従来のバイオ PET は、原料の 3 割を占めるエチレングリコールは植物由来であったが、7 割を占めるテレフタル酸は化石資源由来であった。米バイレント社の技術を活用し、テレフタル酸についても植物由来で製造することに成功した。東レは 2020 年代前半に量産化へ移行することを目指している。

－その他、三菱化学による植物由来イソソルバイトを原料としたバイオ PC（ポリカーボネート）の商業生産、耐衝撃性ポリマーであるバイオポリイソプレンなどの研究開発などが

進められている。
－バイオマスを原料とする高機能プラスチックの開発や実用化、また化学変換によるモノマーの生産・実用化については着実に進展している。今後は高付加価値に関して原料系からのサプライチェーンの構築や量産化の検討が求められる。

・海洋生分解性プラスチックの動向
－プラスチックごみの中でも、特に海洋へ流出する可能性の高い使い捨てプラスチックに関しては、海洋へ流出する前に土壌等の自然環境下で生分解される素材、又は仮に海洋に流出しても海洋中で生分解され、海洋への環境負荷の低い新素材、すなわち海洋生分解性プラスチックへ代替していくことが必要とされる。海洋生分解性プラスチックは、河川や海洋で物理的に小片化しても生分解性は継続するため、マイクロプラスチック問題の対応策の一つとして期待されている。特に「バイオマス由来の海洋分解性を有するプラスチック」が近年注目されており、日本や欧州を中心に各国が技術開発を進めている。
2020 年 3 月から 4 月にかけて海洋分解性を正しく評価するための新たな国際規格が相次いで発行された。
－欧州バイオプラスチック協会は、各種バイオプラスチックの海洋分解性評価試験結果から、海洋生分解性を有し 100%バイオマス由来の PHA(ポリヒドロキシアルカン酸エステル)系プラスチックを最も有望なバイオプラスチックと評価した。
PHA 系バイオプラスチックの主要メーカー6 社は、BioMatera 社（加)、Bio-on 社（伊)、Danimer Scientific 社（米)、TianAnBiopolymer 社（中)、Tianjin GreenBio Materials 社（中)、Yield10 Bioscience 社（米）と北米・中国企業となっている。
－日本では、カネカが PHA の一種である「カネカ生分解性ポリマーPHBH」を製造販売しており、ベルギーに本社を置く国際的な認証機関 Vincotte より海洋中で生分解する認証「OK Biodegradable MARINE」を 2019 年 7 月に取得した。カネカの PHBH はセブン-イレブンのストローや資生堂の化粧品容器に採用されるなど需要は拡大している。
－また、海洋生分解性プラスチックの研究開発や製品の普及を後押しするため、経済産業省は 2019 年、海洋生分解性プラスチックの開発や導入普及を促進するためのロードマップを策定した。
新たな海洋生分解性を持つ樹脂の開発や需要開拓、新たな微生物の発見や海洋生分解性のコントロール機能など革新的な素材の研究開発を後押しする方針を打ち出している。
また、海洋生分解性プラスチックの国際標準化における日本の存在感を高めるための施策についても産学官連携で進められている。内閣府の戦略的イノベーション創造プログラム（SIP）の下、深海底での生分解性プラスチックの分解試験を実施している。
深海底での水温は年間を通して 4℃程度と低く、生息する微生物も現在規格化されている環境とも異なるため、「深海で生分解するプラスチック」が見つかれば、新たな付加価値が期待されるとみられる。

・バイオプラスチックの課題
－2020 年 5 月、国連環境計画（UNEP）は各種のレジ袋の生産から廃棄後までの環境影響を調査した結果、環境中で分解されやすい生分解性プラスチックは、ごみ発生時の環境負荷は使い捨てプラスチックより小さいものの、焼却による温暖化や海洋酸性化への影響、含

まれる化学物質による汚染などを総合的に考慮すると「最悪の選択肢である可能性が高い」と否定的見方を示した報告書を公表した。

－UNEP の見解では、生分解性プラスチックの単純な埋め立て処理では不完全な処理しかできず、メタンを発生させるとしている。

なお、これはバイオプラスチック業界ではこの報告以前から認識していた一般的見解であり、生分解性プラスチックの普及と並行してコンポスト設備の普及が不可欠としている。コンポスト設備は 50～60℃程度の高い温度で微生物を活発に活動させ、土壌中や海水中と比較して非常に速い速度で生分解性プラスチックをより完全に分解することが可能である。

－欧米では既にコンポストが文化として定着しているが、日本においてはコンポスト設備の普及は遅れている。今後、農林水産省が進めるバイオマス産業都市におけるコンポスト設備の導入拡大などをモデルケースとして普及を加速させることが求められる。

また、海洋プラスチックごみ問題の対策の一つとして、海洋中でも生分解可能な海洋生分解性プラスチックの開発と並行して国際標準化を進め、世界をリードする市場形成が求められる。

－バイオマスプラスチックに関しては、原料となるバイオマスを安価にかつ安定的に調達することが課題となっており、バイオマスの増産や廃棄物の活用が今後の課題となる。

－最も大きな課題とされるのがコスト面である。包装容器などへの採用が進む PLA については、その価格は汎用樹脂レベルまで近づいてきているものの、現状のバイオプラスチックの製造コストは石油由来のプラスチックよりも依然として高いという課題がある。

しかしながら、バイオプラスチックはバイオ由来や生分解性という環境価値が付加価値として認められ、石油由来品との価格差がありながらも採用する企業が増えてきている。また、これまで工業用で使われてきた酢酸セルロースも、バイオマス由来という環境価値が見直されており、生分解性や海洋分解性を有するバイオプラスチックとしての採用が模索されているという事例もある。

－今後、バイオプラスチックの一層の普及を図るには、メーカーや購入者に対する経済的インセンティブの付与や諸税の減免、公共調達制度改正による地方公共団体等でのバイオプラスチックの購入義務化、バイオプラスチックの環境性能の見える化等により政策的に誘導していくことが望まれる。

③廃プラスチックリサイクルの動向

・海外企業のケミカルリサイクルへの取り組み

－廃プラスチックのリサイクルとしては、マテリアルリサイクル、ケミカルリサイクル、サーマルリサイクルの 3 つがあるが、近年、各国の化学メーカーを中心に廃プラスチックを原料として再生利用するケミカルリサイクルの事業化の動きが加速している。

ケミカルリサイクルとは、選別しにくい廃棄プラスチックを化学的に分解して得た石油原料等を製品原料として再利用する技術である。破砕溶解した廃プラスチックを原料として再利用するマテリアルリサイクルよりも投入エネルギーが必要となるが、出来上がった製品はバージン品（未使用材）と品質は変わらず、飲料・食品などの容器包装に使用できるなどの利点がある。

－現在、ケミカルリサイクル普及に向けた国内外での政策は導入されていないが、化学企業

が自ら主導的に取り組むことができるというリサイクル手法であることから、特に循環経済（サーキュラーエコノミー）の潮流が加速する欧州化学企業において注目が高まっている。

－欧米化学大手は、廃プラスチックや石油由来製品を熱分解油化した原料（熱分解油）を生産する企業と積極的に連携し、ケミカルリサイクル事業を加速させている（図表 6.2.15 参照）。

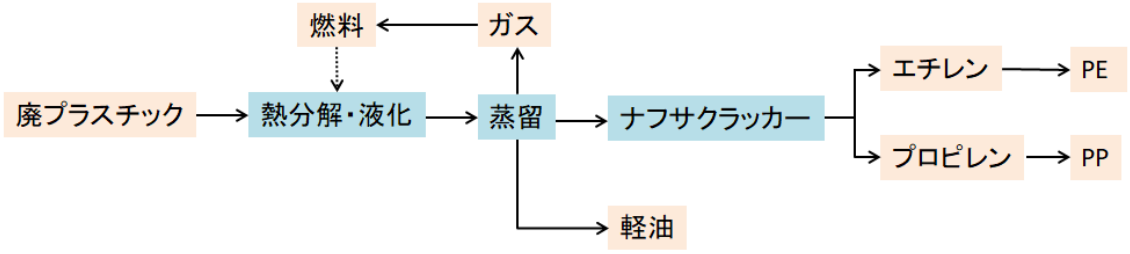
図表 6.2.15　海外化学メーカーのケミカルリサイクルの取り組み

企業名	取り組み
BASF(独)	2019年、ノルウェーのQuantafuel社に出資し、同社のデンマーク工場でケミカルリサイクルされた熱分解油と生成された炭化水素を優先的に調達。ナフサクラッカーで分解しPP、PEを製造。 20年9月、廃タイヤの熱分解を手掛けるPyrum Innovations AGへの出資を発表。
シェル(蘭)	2019年、米国で Nexus Fuels から供給された廃棄プラスチック由来の原料からケミカルリサイクル事業を発表。同社は 2025 年までに世界で100 万トンの廃棄プラスチックを原料として利用するという目標を掲げている
ダウ・ケミカル(米)	2019年、オランダの Fuenix Ecogy と提携して廃棄プラスチックを熱分解した原料を基にしイタリアで再生プラスチックを生産するケミカルリサイクル事業を発表。2025 年までにEUで1万トンの再生プラスチックを供給する計画。 また、20年1月には米AI社と再生材を利用したプラスチック原料の独占供給契約を締結。 中国企業と連携し、中国国内のプラスチック廃棄物リサイクルにも取り組む。
SABIC(サウジアラビア)	2019年、スペインのPlastic Energyと連携し、オランダに熱分解油由来の環状ポリマー工場の計画を発表。2021年稼働開始予定。
LyondellBasell(蘭)	2019年、ドイツで植物油廃棄物の熱分解によるPP、LDPEの生産計画を発表。
Total (仏)	フランスのグランピュイ製油所での石油精製を2021年1～3月期に終了し、バイオリファイナリー、ポリ乳酸（PLA）工場、ケミカルリサイクル工場、太陽光発電所を建設する。Total Corbion PLAがバイオリファイナリー由来のナフサでPLAを生産。Plastic Energy(英)と共同で廃プラスチックを原料にポリマーを生産。

（出所）各種資料より東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

－BASF 社（独）は廃プラスチックを産業規模でリサイクルすることに焦点を当て、2018 年に「ChemCycling™」プロジェクトを開始した。2019 年にはノルウェーの Quantafuel 社に出資し、同社のデンマーク工場でケミカルリサイクルされた熱分解油と生成された炭化水素を優先的に調達し、ナフサクラッカーで分解し PE、PP を製造している（図表 6.2.16 参照）。

図表 6.2.16　BASF 社の ChemCycling™ プロジェクトのフロー



（出所）RING、2020 年 10 月

－更に BASF 社は 20 年 9 月、廃タイヤの熱分解を手掛ける Pyrum Innovations AG 社への出資を決め、廃タイヤ由来の熱分解油を混合プラスチック廃棄物由来の熱分解油に次ぐ原料とすることを発表した。

－「Chemical Recycling Europe」設立と企業間連携

2019 年 3 月にはケミカルリサイクルを推進する業界団体「Chemical Recycling Europe」が設立され、廃棄物管理会社や包装材料メーカーとの連携や、プロジェクトを通じたユニリーバやコカ・コーラなどグローバルカンパニーとの協業など、既存の枠組みを超えた企業間の連携を進めている。

－Total 社（仏）は 2020 年 9 月、フランスのグランピュイ製油所を、再生可能エネルギーとバイオプラスチック、プラスチックリサイクルのための拠点に転換するとした大型プロジェクトを発表している。

老朽化した製油所の設備改修に巨額の費用が掛かることから、石油精製を 2021 年 1～3 月期に終了し、代わってバイオリファイナリー、ポリ乳酸（PLA）工場、ケミカルリサイクル工場、太陽光発電所を約 5 億ユーロ以上かけて建設する。バイオリファイナリーは主に欧州内の廃動物性油脂や使用済み食料油を処理し、航空燃料や再生可能ディーゼル、バイオプラスチックの原料となるナフサを生産する。

Total 社と Corbion 社（蘭）との合弁会社である Total Corbion PLA 社（蘭）が同敷地内に新プラントを設立し、バイオリファイナリーで得られたナフサを用いて PLA を生産する。更に、Plastic Energy 社（英）との協働でフランス初となるケミカルリサイクル工場を建設し、廃プラスチックを熱分解油に転換し、ポリマーを生産する。

そして全ての工程に用いる電力は新たに設立する 2 カ所の太陽光発電が賄うことで、老朽化した製油所を 2024 年までに複合的なゼロ石油プラットフォームへと商業転用することとしている。なお、同プロジェクトにおいては、3 年間で 1,000 人の雇用を生み出すことをうたっており、気候変動対策とともに新たなグリーン雇用創出を重視する欧州の成長戦略を意識したものとなっている。

・国内企業のケミカルリサイクルへの取り組み

－過去には日本企業各社がケミカルリサイクルの事業化に取り組んできたが廃プラスチックの安定調達の問題やコスト採算性の課題から、多数の企業が撤退してきたという経緯がある。しかしながら、アジア各国の廃プラスチック輸入規制や再生プラスチック市場の拡大、気候変動問題への対応が急務になるなど、取り巻く環境は近年大きく変化している。

－国内においては近年特に飲料メーカーが自らペットボトルのケミカルリサイクルに取り

組む動きが目立つ。

アサヒ飲料は衣類やプラスチックのリサイクル開発を手掛けるスタートアップ企業である日本環境設計社と連携して 2021 年夏にケミカルリサイクルによるリサイクル PET 樹脂の製造を開始する予定である。

－また、化学各社による可燃ごみや廃プラスチックをリサイクル原料とした化学品製造の技術開発も進んでいる。

2019 年 11 月、三菱ケミカルは JXTG グループと新会社を設立し、鹿島地区の石油精製及び石油化学の連携強化とケミカルリサイクルの技術検討に取り組むことを発表した。また、2020 年 8 月に新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は廃プラスチックをリサイクルするプロセス技術開発事業に着手することを発表しており、コスモ石油ら 4 社が委託を受け、既存の石油精製・石油化学設備を活用して再生が困難な廃プラスチックを石油化学原料に転換する技術開発に取り組む計画である（図表 6.2.17 参照）。

図表 6.2.17　国内企業のケミカルリサイクルへの取り組み

企業名	リサイクル原料	取り組み
コカ･コーラ･ボトラーズ･ジャパン	PETボトル	台湾の繊維大手・遠東新世紀とペットボトルのケミカルリサイクルで連携。遠東は再利用ペットボトルの原料で世界2位。従来の再利用ペットボトルより濁りが少なく透明度の高いペットボトルを精製。数年後の商業化を目指す。
日本環境設計	PETボトル	アサヒ飲料と提携し、21年夏にケミカルリサイクルによるリサイクルPET樹脂の製造（年間22,000トン）を開始予定。PET中間体を選択的に抽出することで、高純度のモノマーを回収、ボトルグレードの高い品質基準を満たす。 10月にはペットボトル国内完全循環を目指す企業間連携「BRING BOTTLE コンソーシアム」の立ち上げを発表。
積水化学 住友化学	可燃性ゴミ	積水化学は2017年に米ランザテック社と連携で、ごみをまるごとエタノールに変換する世界初の生産技術を確立。20年には住友化学と連携し、国内でごみを原料にポリオレフィンを製造する技術の検討を開始。22年に試験的生産を開始、25年の本格上市を目指す。
昭和電工 宇部興産 日揮 荏原環境プラント	廃プラスチック	宇部興産と荏原環境プラントが開発したEUPは、廃プラスチックをガス化し、アンモニアやオレフィン等の化学品合成に利用可能な合成ガスを生産するプロセス。このEUPプロセスを用いて昭和電工は廃プラからアンモニアを商業生産する。 2009年8月、4社は国内外にEUPプロセスのライセンスに向けた協業を発表。
アールプラスジャパン	廃プラスチック	サントリーなど国内12社は使用済みプラスチックの再資源化事業（プラスチック→プラスチックに水平循環）に取り組む共同出資会社「アールプラスジャパン」を設立。米国バイオベンチャー企業・アネロテック社と使用済みプラスチックを直接原料（ベンゼン・トルエン・キシレン・エチレン・プロピレンなど）に戻すケミカルリサイクルの再資源化技術開発を進める。業界を超えた連携により、2027年の事業化を目指す。
三菱ケミカル	廃プラスチック	19年11月、JXTGグループと新会社設立。鹿島地区の石油精製および石油化学の連携強化。廃プラスチックを石油精製・石油化学の原料として再生利用するケミカルリサイクルの技術検討。
コスモ石油 石油エネルギー技術センター 大日本印刷 早稲田大学	廃プラスチック	NEDOの「革新的プラスチック資源循環プロセス技術開発事業」が行う高度選別技術、再生利用技術、石油化学原料化技術、高効率エネルギー回収・利用技術のうちケミカルリサイクル（石油化学原料化）技術に取り組む。汚れや複合材料化などにより元のプラスチック材料への再生が困難な廃プラスチックを主な対象とし、既存の石油精製・石油化学設備などを活用して廃プラスチックを分解し石油化学原料に転換する技術開発を行う。

（出所）各種資料より東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

・ケミカルリサイクルの課題

－ケミカルリサイクルは、マテリアルリサイクルに比べて品質の高い製品が得られる一方、洗浄・加熱やガス化、熱分解等の工程において多くのエネルギーが必要となる。
そのため、GHG 排出に関してはライフサイクルアセスメント（LCA）での評価が必要である。

－また、現時点では初期投資やランニングコストが高い、処理工程におけるエネルギー消費も多いといった採算性の課題が残る。
今後、安価な再生可能エネルギーの安定調達や熱分解炉の電化技術の実用化が求められる。また、前述した Total 社（仏）の事例のように、老朽化した製油所を活用し新たな複合的拠点への事業転換への投資は、欧州グリーンディールやグリーンリカバリーで示す「グリーン化」に合致しており、政府や市場からの資金調達面で有利とみられる。

－今後、国内でのケミカルリサイクルの発展においては、リサイクル技術の企業間連携を加速させるのに加え、これまで以上に踏み込んだコンビナート内での企業間連携強化と複合的なプラットフォームの構築が期待されている。

（4） バイオ燃料開発導入の進展

①バイオ燃料の概要

・大豆油やパーム油といった油分が多い作物、サトウキビやテンサイといった発酵によってアルコールを生成できる作物、廃食用油といったバイオマスを原料とする燃料がバイオ燃料である。原油への依存度を低くできるため、エネルギー安全保障の観点から、1970 年代よりブラジルや米国といった農業が盛んな国を中心に、ガソリンや軽油といった化石燃料を補うエネルギー源としての開発・導入が進んだ。

・また、脱炭素化の取り組みが進められるにつれ、先進国を中心に導入が進められている。バイオ燃料の原材料は、可食作物由来のものと、非可食由来のものに大別される（図表 6.2.18 参照）。

図表 6.2.18　バイオ燃料の原材料

原材料分野		原材料例	概要
可食	糖質作物	サトウキビ、甜菜	酵母を用いて原料に含まれる糖分（注）をアルコール発酵させることで、バイオエタノールを製造
	でんぷん質作物	トウモロコシ、コメ、麦	
	油糧作物	菜種油、パーム油、パーム油	原材料に化学処理を施し、バイオディーゼル燃料やバイオ航空燃料を製造
非可食	セルロース	木材、稲わら	原材料からセルロースを取り出し、糖化させたうえでアルコール発酵させて、バイオエタノールを製造
	藻類	ミドリムシ、クロレラ	原材料を脱水　濃縮し、精製することでバイオディーゼルなどに利用できる油分を抽出
	廃油	廃食用油、廃動物性油脂	使用された後の食用油や、加工処理で排出された油脂類に化学処理を施し、バイオディーゼル燃料やバイオ航空燃料を製造

（注）でんぷん質作物の場合は発酵の前段階として糖化をする必要がある。

（出所）各種資料を基に東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

・可食作物由来のバイオ燃料は、燃料生成が比較的容易でコストが低いことから、取り組みの歴史が長く、導入が盛んに進められてきた。しかし、人の食用用途と競合する上、栽培

に広い土地が必要で投入されるエネルギーの量も多大に上るなど環境負荷も大きいことから、利用拡大が環境保護に資するのか、また今後も持続して利用できるのかという点に課題がある。

・非可食バイオマス由来のバイオ燃料は、燃料生成に手間がかかることからコストが可食作物由来のバイオ燃料に比べて高いという課題がある。しかし、食用用途と競合しないことや、環境負荷が可食作物由来のバイオ燃料に比べて低いことから、取り組みが盛んになっている。

・また、廃食用油など食品廃棄物由来のバイオマスは、不純物の除去など手間がかかることを除けば、可食作物由来のバイオ燃料に似た製造プロセスとなるため、廃食用油由来のバイオディーゼル燃料（BDF）のように実用化されているものもある。

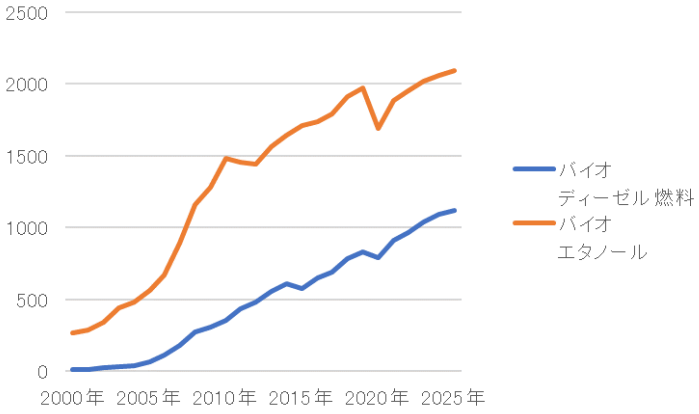
実際の利用にあたっては、数%～20%程度のバイオ燃料を軽油やガソリンに混合させ、一般車両でも利用できるようにしている。化石燃料の混合がないバイオ燃料も存在するが、利用する車両側で専用の装置が必要であったり、化石燃料と同様の使い勝手ができるようにする手間がかかったりするため、ブラジルのように国策で推進しているケースなど、利用シーンは限られているのが現状である。

とはいえ、原料の 100%をバイオマスとすることで高度な脱炭素化ができるため、広く使えるように技術開発やコスト低減が図られている。

②バイオ燃料の導入実績と予測

・国際エネルギー機関（IEA）「Renewables 2020」によると、バイオ燃料の生産動向は図表 6.2.19 のとおりである。

図表 6.2.19　バイオ燃料の生産動向（単位：千 BBL/日）



（注）2020 年以降は IEA 予測値

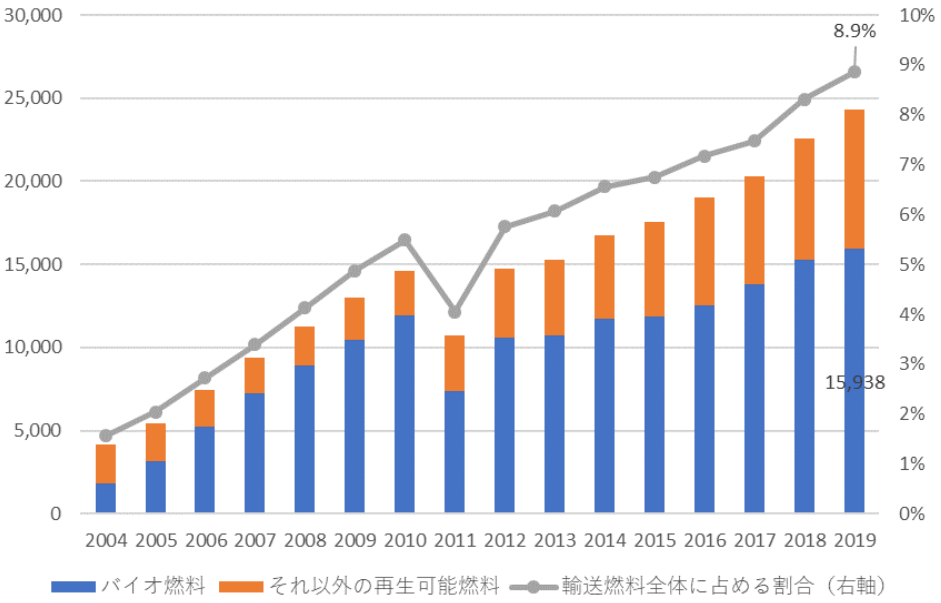
（出所）IEA「Renewables 2020」

・年によって変動はあるものの、世界的に脱炭素化の動きが加速する中、バイオ燃料の製造量は増加傾向にある。

・特に、米国や欧州ではバイオ燃料の消費拡大に向けて政策誘導が実施されたことも大きい。米国では再生可能燃料基準（RFS、RFS2）、欧州では再生可能エネルギー指令（RED）や改正再生可能エネルギー指令（REDII）である。

REDII では 2030 年の運輸部門のバイオ燃料を含めた再生可能エネルギーの消費目標を14%と掲げている。他にも食用作物から製造されたバイオ燃料の制限や先進バイオ燃料導入促進のための優遇措置を定めている。その結果、欧州では 2019 年時点において 1.6 万キロトンのバイオ燃料が生産されており、輸送燃料全体の 9%近い水準に達している（図表 6.2.20 参照）。

図表 6.2.20　欧州におけるバイオ燃料生産と輸送燃料全体に占める比率
（石油換算キロトン）



（出所）EUROSTAT 資料

③バイオジェット燃料への移行に向けた取り組み

・バイオエタノール

早期からバイオ燃料の導入が進められてきた分野として、自動車燃料、特にガソリンを代替するバイオエタノールが挙げられる。

石油製品の中でもガソリンは消費量が多いことから代替効果が大きい上、余剰作物を利用することで作物価格の維持も図れるというメリットがあるためである。特にブラジルにおいては、1930 年代から砂糖産業の保護策として取り組まれてきており、早期に取り組んだことから供給インフラだけでなく、ガソリンとエタノールを併用できるバイフューエル車の普及が進んでいることから、バイオエタノールの導入利用が盛んに行われている。

・バイオディーゼル燃料（BDF）

ーバイオディーゼル燃料（BDF）は、食用油を内燃機関の燃料とする試み自体は以前からあったものの、軽油の代替としての研究開発は 1970 年代、本格的に始動したのが 1990 年代といわれている。

取り組みの背景は、原油価格の高騰への対応策に加え、1990 年代のウルグアイラウンド対策として余剰作物の利活用先として注目されたという経済的なもの、廃食用油のリサ

イクル促進という脱炭素とは違った視点からの環境保護策という社会的なものが挙げられる。

－主流となっている BDF の製法は、植物油とメタノールを反応させて脂肪酸メチルエステル（FAME）を合成する方法と、植物油を水素化分解して水素化植物油（HVO: Hydrotreated Vegetable Oil）にする方法が挙げられる。

－FAME は、BDF 製造方法として最初に広く使われるようになった技術で、第 1 世代の BDF と位置付けられている。酸化しやすいことから金属部材を腐食させやすく熱量も低いことから、そのまま軽油と同様に使うことは難しいため、一定量の軽油と配合、また自動車など使用機器側で対策を施す必要がある。また、グリセリンが副生されるため、せっけんなど用途を開拓する必要がある。更に、軽油と特性が異なるため、クリーンディーゼル車など、最新のディーゼル車で使用すると故障を引き起こすことがあり、今後の需要は減少するものとみられる。

－HVO は、ここ 10 年ほどで実用化が進んだ技術で、第 2 世代の BDF として位置付けられている。既に HVO の製造に取り組んでいる企業事例をみると、製油所外に水素化処理装置を新設するケースと、製油所内の脱硫用水素製造装置を改造して転用するケースがある。

－その他、純粋な BDF の製造方法ではないが製油所の水素化処理装置や接触分解装置にバイオマス原料を投入し、減圧軽油（VGO）留分などとともに処理することで、温室効果ガス（GHG）の排出量削減を図る「co-processing」も、欧州を中心に取り組まれている。

・バイオジェット燃料

－近年、バイオジェット燃料の製造が盛んになっている。これは 2016 年の国際民間航空機関（ICAO）総会で、2021 年以降は CO2 排出量増加を伴わない国際航空の成長スキーム「CORSIA」が採択されたことに加え、航空会社に対して脱炭素に取り組むよう圧力が高まっていることが背景にある。

なお、新型コロナウイルスの感染拡大によって 2020 年の航空需要が極端に落ち込んだことから、CORSIA の基準年は 2019 年となっている。

－欧米などでは、法制度や給油インフラなどの整備が進んだことから、既にバイオジェット燃料は有償飛行の燃料に供されている。

－日本国内においては生産拠点の立ち上げや、制度改正といった利用体制の整備が後手に回ったため、有償飛行でのバイオジェット燃料の利用に後れを取っていたが、2020 年 10 月に全日本空輸が定期運航便の航空燃料としてバイオジェット燃料の利用を開始した。

・先進的なバイオ開発企業

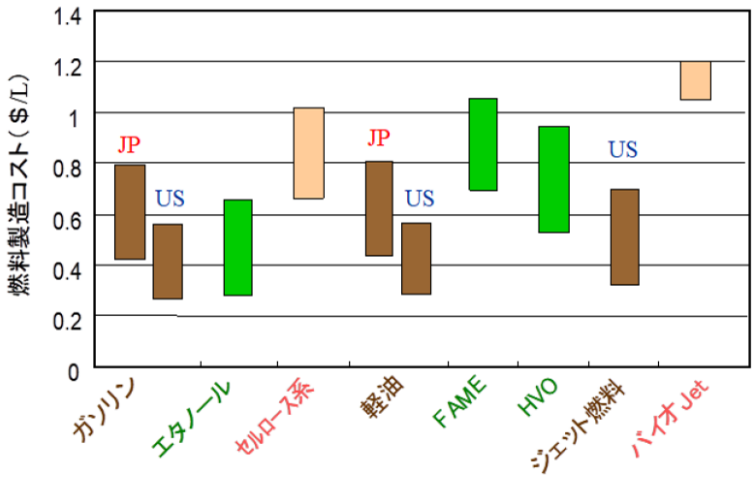
－微細藻類ベンチャーのユーグレナ社は、ミドリムシ由来のバイオジェット燃料やバイオディーゼル燃料（BDF）を製造するプラントを 2018 年に立ち上げた。まずは BDF の供給を進めている。そして、2020 年 4 月に国土交通省が関連通達を改正したことで、日本国内におけるバイオジェット燃料の有償飛行が可能となり、今後取り組みの加速が期待されている。

－石油業界においては、脱炭素化の動きが強まっていることを受けて、バイオ燃料事業参入や製油所の水素化精製装置の活用による廃食油等油脂由来のバイオ燃料製造といった、欧米で製油所をバイオ燃料の製造拠点に転換する動きがある。

フィンランドの Neste 社は、早くから BDF の成長性に注目し、自国だけなく、オランダやシンガポールにも製造拠点を設け、世界最大の BDF 供給企業に成長している。同社は、バイオジェット燃料の製造も手掛けており、全日本空輸にも供給している。
また、米国石油精製大手のマラソン・ペトロリアム社は、主要市場であるカリフォルニア州でバイオ燃料の需要が高まっているとみて、既存の製油所の転換や、原材料の前処理を行う企業を買収するなどの取り組みを進めている。

・バイオ燃料化の課題と今後の展望
－現状はコストがかかることから化石燃料に比べて高価になりがちで、競争力も原油価格に左右される（図表 6.2.21 参照）。

図表 6.2.21　バイオ燃料の製造コスト比較



（出所）小林茂樹「バイオ燃料の現状と将来」

－バイオ燃料の普及拡大に向けては、既存の化石燃料と同様に使えるよう、技術開発や生産規模の拡大などとともに、コストダウンを進める必要がある。
他方、炭素税の設定・税率引上げやバイオ燃料の混合率引上げ義務化といった脱炭素に向けた政策が講じられている。
また、2019 年ごろから欧米を中心に、企業イメージを大きく左右するようになるほど、バイオ燃料の利用にかかるコストを受入れざるを得ない状況に進んでいる。例えば、航空便の利用は多量の化石燃料を使用するため脱炭素に取り組む上で恥ずべき行動と考える、いわゆる「飛び恥」のような風潮がそれである。その場合、化石燃料とのコスト差があってもバイオ燃料の競争力があがる可能性がある。

（５）　船舶燃料のバイオ燃料シフト計画と関連技術
①国際合意の順守に向けた船舶運航に関わる脱炭素化
・国際海事機関（IMO）において、2018 年に全加盟国を対象とする温室効果ガス（GHG）削減目標が設定された。海運の中でも大型船が大半を占め、CO2 排出量も多い外航海運は、船主・船籍・運航者の国籍が違うケースが多く、国別の目標設定が困難であることから、一律の削減目標が設定されている。

・現在、IMO は、2030 年までに国際海運からの CO2 を 40%以上削減（輸送量当たり、2008 年比）するための新たな対策を審議しており、2020 年 10 月に日本主導で 18 ヵ国と共同提案した新たな CO2 削減策が支持を集め、その実施のための国際ルール案に合意している。

－合意された国際ルールは、①現存船に対して新造船とおおむね同レベルの燃費性能を義務化し、あらかじめ主管庁が検査して証書を発給する、②1 年間の燃費実績を A-E の 5 段階で格付け評価し、低評価時は改善計画を策定させる、となっている。

本国際ルール案は、今後、IMO の海洋環境保護委員会における審議を経て、2023 年初めには発効し、世界の大型外航船に適用される予定である。

－このような国際的な取り決めに呼応して、日本国内でも 2018 年に産学官公の連携による「国際海運 GHG ゼロエミッションプロジェクト」が設立された。

船舶燃料の代替燃料・技術の活用シナリオとして、「LNG→カーボンリサイクルメタン移行シナリオ」及び「水素・アンモニア燃料拡大シナリオ」を示した上で、これら二つのシナリオを実現させるためのロードマップを 2020 年に作成している。

同ロードマップでは、2050 年目標達成に向けて、2028～2030 年の期間を「対 2008 年比で 90～100%の効率改善を達成する船舶（ゼロエミッション船）」の投入開始時期としている。この目標年に向けて、研究開発、技術の実証及び導入促進を順次進めるとともに、ゼロエミッション船の建造運航のための環境整備として、関連ルールの検証・策定・改正も並行して進めるとしている。

2030 年以降は、ゼロエミッション船の普及フェーズとなることを想定するが、代替燃料の普及促進のためには、陸上における燃料供給体制の整備が重要となると指摘している。

－このような国際機関や各国政府での取り組みを受け、民間においても海事産業に関わる企業連合「Getting to Zero Coalition」が発足し、IMO が定めた GHG 削減目標を達成するために、2030 年までに外航航路でゼロエミッション燃料による船舶の運航を商業ベースで実現することに取り組んでいる。

②国際合意の順守に向けた行動計画と開発動向

・2030 年の目標は「平均効率の向上による単位輸送当たりの GHG 排出量を 40%削減」、2050 年の目標は「同排出量を 50%削減」となっている。

－脱炭素化に向けた機運が国際的に盛り上がる中、化石燃料を使用し続けることは企業のブランドイメージ低下につながる。そのため、高効率な新造船の導入、代替となるバイオ燃料への移行を進めて現存船における対策を進めるとともに、水素・アンモニアカーボンリサイクル燃料といった代替燃料で航行する船舶の実用化、燃料電池や蓄電池など航行時に CO2 を排出しないエネルギー源の導入拡大が重要となっている。

－また、再生可能天然ガスや再生可能エネルギー由来電力を利用して生成されるグリーン水素を原材料とする天然ガスの導入も検討されている。

－海運大手では、既存船での低炭素化が図れるバイオ燃料の導入を進めており、テスト運航での利用・検証を進めている。本運航船舶へのバイオ燃料導入したケースもある。

例えばコンテナ海運大手の MSC 社（スイス）では、オランダのロッテルダム港に寄港する船舶に給油する燃料の全量をバイオ燃料が 30%混合されたものに切り替えている。

また、海運大手の A.P. モラー・マースク社（デンマーク）は、オランダにおいてバイオ燃料の開発に向けた企業連合を 2019 年に設立するなど、海運事業者が自らバイオ燃料を調達しようとする動きもみられる。

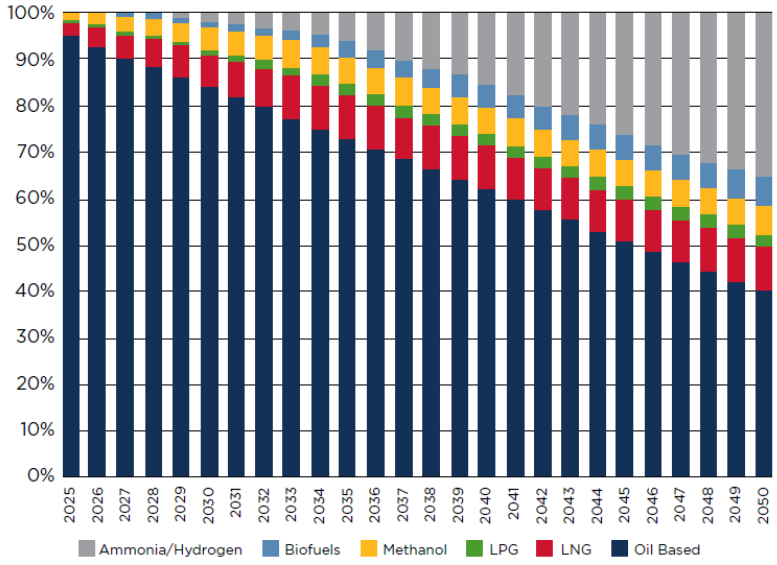
－日本においても燃料シフトに取り組む企業がみられる。例えば、日本郵船ではアンモニア燃料に注目し、アンモニアを燃料とするタグボートやアンモニア専用運搬船の開発などを進めている。

③船舶のバイオ燃料へのシフトは緩慢

－利用状況にもよるが、船舶の寿命は数十年と長く、建造費も多額に上るため、重油及び代替するバイオ燃料以外のエネルギー源で動く船舶に置き換える動きはゆっくりしたものになるとみられる。

－米国の船級協会（船級の登録に関する規則を定め、その検査を行う機関）である American Bureau of Shipping（ABS）が 2020 年に発表した「PATHWAYS TO SUSTAINABLE SHIPPING」によると、2050 年までの燃料構成の予測を図表 6.2.22 のとおりとしている。

図表 6.2.22　2050 年までの船舶燃料構成の予測



（出所）ABS「PATHWAYS TO SUSTAINABLE SHIPPING」

－なお、2050 年でも、Oil Based（原油由来）の燃料が全体の約 4 割を占めると予測されている。ただし、2040 年までに HFO（Heavy Fuel Oil：日本でいう C 重油）を使用する船舶が一掃されていることが予測に織り込まれている。

欧米の複数の船級協会が 2019 年から 2020 年までに立てた予測では、運行や設備にかかるコストを踏まえ、再生可能エネルギー由来のアンモニアを燃料とする船舶が 2040 年以降は有力になるとしている。

（６）　内外の再生可能天然ガス（バイオメタン）導入実態

①再生可能天然ガス（バイオメタン）の概要と現状

・畜産廃棄物や下水汚泥といったバイオマスをメタン発酵するとバイオガスが生成される。

そして、そのバイオガスから取り出されたメタンが再生可能天然ガス（以下「バイオメタン」）である。

なお、バイオメタンの生産方法として、直接ガス化や、メタネーションによる方法もある。

・国際エネルギー機関（IEA）の推計では、2018 年のバイオメタン生産量は石油換算 3,500 万トンで、同年の天然ガス消費量の 33 億 940 万トン（石油換算）に比べて、わずかな量にとどまっている。IEA では、バイオメタンの生産ポテンシャルを 7 億 3,000 万トン（石油換算）と見積もっており、現状の生産規模はポテンシャルに比して極めて小さい。

・同じく 2019 年 6 月に世界バイオガス協会もバイオガスの生産ポテンシャルを推計しており、10,100～14,000TWh の発電が可能としている。これは世界の消費電力の 16～22%に相当するもので、世界の GHG 排出を 10～13%減らすことに寄与するとしている。

②今後の消費量予測

IEA はバイオガスとバイオメタンの 2040 年の消費量について予測しており、公表政策のシナリオではそれぞれ 1.5 億トン～0.7 億トン超、持続的発展シナリオではそれぞれ 3 億トン強～2 億トン弱としている。脱炭素化や対外資源の依存度を減らしたい中国とインドでの導入量が過半数になるとみている。

③欧州で進むバイオメタンの導入

・バイオメタンは、化石燃料由来の天然ガスと同様の取扱いが可能なため、環境保護意識が高い欧州での導入が進んでいる。

－例えば、英国でバイオメタンなどの認証を行っている Green Gas Certification Scheme は、バイオメタンを利用する世帯数が 2019 年 4 月には 100 万世帯を突破したことを発表している。

－フランスのエネルギー大手 Engie 社が 2030 年に供給するガスの 10%、2050 年には全量をバイオメタンに切り替える目標を立て、取り組みを進めている。

－自動車用の液化天然ガスをバイオメタンに置き換えようとする動きもある。

Shell 社等によって 2018 年に結成された BioLNG EuroNet が、ポーランド、ドイツ、オランダ、ベルギー、フランス、スペインなど欧州の広い範囲で、液化バイオメタンの供給拠点の設置を進めている。

この取り組みに当たっては、液化バイオメタンベンチャーの Nordsol 社の技術を活用するとともに、各地の廃棄物処理業者などと提携してバイオメタンの生成に必要な廃棄物を確保しているようである。

④バイオメタンのコスト高という課題

バイオメタンの価格は天然ガスに比べておよそ数倍と割高であり、さらなる導入促進を進める上で、製造コストのさらなる低減や供給インフラへの投資、利用に関わるインセンティブの付与といった施策が必要である。

また、十分な量の確保に向け、製造規模の拡大や、製造に必要な廃棄物バイオマスの回収体制の整備といったことも欠かせない。

（7） 内外のグリーン水素開発と工業団地への導入計画

①国内外で進むグリーン水素の開発と導入

－水素の利用は日本が先行してきたが、ここにきて世界各国でも、グリーン水素の開発や導入などに取り組むべく、長期戦略やロードマップを策定する動きがみられる。

－欧州は 2019 年にロードマップを策定し、2020 年には欧州水素戦略を策定するなど、グリーン水素活用のギアを上げるべく活発な動きをみせている。

－米国では、DOE による水素プログラム計画、「H2@Scale」が、2020 年 11 月 13 日発表された。

－中国においては以前から水素の利用に取り組まれてきたが、2019 年に公表された技術ロードマップで、長期的に化石燃料由来の水素からグリーン水素への移行を進めることが明記された。

－こうした動きの背景には、再生可能エネルギー発電では製鉄や化学といった製造現場の熱需要が補えないことに加え、再生可能エネルギーの変動を抑え、発電ロスを吸収するための手段として、P2G（Power to Gas）で水素を生成することが注目されているためである。また、バスや大型トラック、大型船舶やディーゼル列車等、電動化のハードルが高い分野も、燃料電池などの形でグリーン水素を利用することで脱炭素化が図れる。

－このような流れを受けて、先進国や新興国だけでなく、サウジアラビアのような産油国もグリーン水素の製造に乗り出すなど、グリーン水素の開発と導入は世界中で進められている。

②グリーン水素のトップランナーを目指す欧州

・これまでの欧州における取り組み

図表 6.2.23 に示すとおり欧州では、ここ数年で急速にグリーン水素の社会実装に向けた取り組みを進めている。

特に、ドイツは水素の世界トップの座を狙っており、膨大な国家予算をつけて推進している。

図表 6.2.23　欧州における近年のグリーン水素社会実装に向けた取り組み

取り組み名	概要
欧州水素・燃料電池官民パートナーシップ（FCH JU）	2008年に欧州委員会と産業界が共同で設立した官民パートナーシップで、欧州全体の水素・燃料電池技術開発・実証に取り組んでいる
欧州水素・燃料電池協会	2018年に発足した欧州の水素利用に関する業界団体で、民間企業、研究機関、欧州各国の水素関連機関などが参画
クリーン・プラネット・フォー・オール	欧州委員会が2018年に公表したもので、2050年に温室効果ガス排出量を80～95%削減し、「気候変動中立経済」（climate-neutral economy）を実現するためのロードマップ。基本シナリオの中でグリーン水素の大規模活用、グリーン水素由来である合成燃料の大規模活用が盛り込まれている。
欧州水素ロードマップ	FCH JUが2019年に公表したもので、欧州における水素・燃料電池の開発に関する包括的な考えをまとめたもの。本ロードマップでは2030年までに必要な水素の生成量と、水電解設備の容量を「40GW」まで引き上げる必要があるとの見通しが示された。
2×40GWグリーン水素イニシアチブ	欧州水素・燃料電池協会が2020年4月に発表したもので、2030年までに欧州域内で40GW、欧州域外で40GWの水電解設備を展開し、域内生産と域外からの輸入で必要な水素をまかなおうというものである
国家水素戦略（ドイツ）	ドイツが2020年6月に公表したもので、同国が同年7月から欧州理事会の議長国を務めていることや、グリーン水素の利用拡大に積極的なことから、欧州水素戦略の策定にあたっても参照されている

（出所）各種資料を基に東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

・欧州水素戦略の策定で水素社会構築の取り組みは加速

－このような取り組みを更に発展させるものとして、2020 年 7 月に欧州連合（EU）の行政機関である欧州委員会が公表したのが「欧州水素戦略」である。水素社会の実現に向けた取り組みを実証実験から社会実装にステップアップするために策定された。そして、欧州水素戦略と同時に、水素関連の多様な投資事業のプラットフォームとして「欧州クリーン水素アライアンス」が設立された。

－欧州水素戦略の背景にある政策として、フォンデアライエン欧州委員長が、2019 年の就任時に目玉政策として打ち出し、同年 12 月に公表した「欧州グリーンディール」が挙げられる。これは、2050 年までに CO2 の実質的な排出量をゼロ（カーボンニュートラル）にするべく、水素の活用など画期的な取り組み法整備や投資誘導・拡大などによって推進しようというものである。こうした背景から、2050 年のカーボンニュートラルを実現するべく、欧州水素戦略は高い目標を掲げている（図表 6.2.24 参照）。

図表 6.2.24　欧州水素戦略の目標

取り組み期間	2020年～2024年	2025年～2030年	2030年～2050年
主な取り組み	・水電解施設の建設推進 ・二酸化炭素貯留（CCS）の適用による化石燃料由来水素の低炭素化（ブルー水素） ・規制、制度の確立	・グリーン水素のコスト競争力強化、CCSによる水素生産の低炭素化の強化 ・欧州全体の水素供給網の整備 ・補助金などによる投資の誘導	・グリーン水素の生産規模が大幅に拡大 ・化石燃料由来の水素の大半をグリーン水素に転換
コスト	17～34円/Nm^3 （CCSを適用した化石燃料由来の水素コストと同等）	11円～23円/Nm^3 （化石燃料由来の水素コストと同等）	8～17円/Nm^3
水電解コスト	300～600ユーロ/kW	250～500ユーロ/kW	200ユーロ未満/kW
目標グリーン水素生産能力	6GW	40GW	－
目標グリーン水素生産量	100万トン	1000万トン	

（出所）欧州委員会「欧州水素戦略」

－日本が 2017 年に策定した水素基本戦略で掲げた目標は、製造コストが 2030 年までに 30 円/Nm3、水電解システムコストが 2030 年までに 5 万円/KW、生産量が 2030 年までに 30 万トン（水素の区分なし）であることを踏まえると、日欧の経済規模の差や策定時点の技術開発度合いなどを踏まえたとしても、欧州水素戦略はスケールが大きい（図表 6.2.25 参照）。

図表 6.2.25　日本の水素基本戦略の目標

取り組み分野	現状	年代ごとの数値目標				将来目指すべき姿	ベンチマーク
		2020年	2020年代前半	2025年	2030年		
水素製造量	0.02万トン	0.4万トン			30万トン	1000万トン超	天然ガス年間輸入量：8500万トン LPガス年間供給量：1462万トン
製造コスト	数百円/Nm^3				30円/Nm^3	20円/Nm^3	
褐炭ガス化の製造コスト			12円/Nm^3				天然ガス輸入価格：16円/Nm^3 LPガス輸入価格：30円/Nm^3
水電解システムコスト	20万円/kw				5万円/kw		
貯蔵・輸送	・液化水素タンクの規模：数千m3 ・水素液化効率：13.6kWh/kg		・液化水素タンクの規模：5万m^3 ・水素液化効率：6kWh/kg	有機ハイドライドサプライチェーン、カーボンフリーアンモニアの商用化・利用開始	液化水素サプライチェーンの商用化		

（出所）経済産業省「水素基本戦略」

－また、2020 年時点で世界最大規模のグリーン水素生成プラントとされる福島水素エネルギー研究フィールドの能力が 10MW（1 万 KW）であり、同等の能力を持つ施設を建設すると仮定した場合、欧州水素戦略の目標達成には 600 ヵ所もの施設を 2024 年までに設ける必要がある。

欧州においては 100MW（10 万 KW）を超えるようなグリーン水素生成プラントが複数計画されており、欧州水素戦略で設定された高い目標は絵に描いた餅ではなく、野心的ではあるものの実現可能なものと考えられる。このような目標を達成するべく、欧州水素戦略においては、広範な取り組みが予定されている（図表 6.2.26 参照）。

図表 6.2.26　欧州水素戦略における取り組み

取り組み分野	取り組みの概要
投資	・官民から広く水素関連の投資を集める筋道を2020年末までに作るとともに、2021年以降は戦略投資の促進を支援
水素の需要、生成規模の拡大	・燃料電池車の導入推進や合成燃料の利用促進といった形で、モビリティ分野における利用拡大を働きかけ
	・再生可能エネルギー由来の電力を使用した、水電解による水素生成の取り組み支援
	・グリーン水素や低炭素水素（いわゆる「ブルー水素」）の標準規格や認証制度の導入
スキーム、市場ルール、インフラ整備計画の策定	・水素ステーションの整備
	・多様な水素補給インフラの整備
	・インフラ整備に関わるルールの整備
水素技術の研究および革新の促進	・100メガワット級の水電解設備、グリーン空港・港プロジェクトの立ち上げ
	・クリーン水素パートナーシップを設立し、グリーン水素の生成、貯蔵、輸送、供給、さらには価格競争力に関わる技術開発を推進
	・水素バリューチェーンの構築支援
国際連携	・水素分野におけるEUのリーダーシップ強化
	・ウクライナなど近隣諸国との連携強化
	・アフリカ連合（AU）との連携強化

（出所）欧州委員会「欧州水素戦略」を基に東レ経営研究所作成、2020 年 10 月

－図中で挙げた取り組みで注目されるのが、取り組みの範囲が EU 域外にも及んでいる点である。これは、「2×40GW グリーン水素イニシアチブ」などの流れをくんだもので、水素社会構築に向けた国際的な機運を高めつつ、いわば「EU＋周辺国からなる水素経済圏」の

構築を念頭に置いているものとみられる。
－日本も水素社会の構築に向け、オーストラリアやブルネイなどと連携して取り組んでいる。EU の動きを踏まえると投資及び調達規模、国際連携を更に拡大していく必要がある。

・水素パイプライン網の整備構想
2×40GW グリーン水素イニシアチブの EU における水素パイプライン網構想では、オレンジの太線が幹線水素パイプライン、青と赤の線が天然ガスのパイプラインとなっている（図表 6.2.27 参照）。本パイプライン構想は、イタリア・ギリシャ間とイベリア半島南部などでパイプラインを新設する必要があるものの、全体としては既存の天然ガスパイプライン網を改修・転用することを前提としている。

図表 6.2.27　EU における水素パイプライン網構想

（出所）欧州水素・燃料電池協会「2x40 GW Green Hydrogen Initiative」

③工業団地などにおけるグリーン水素の導入動向
・工業団地へのグリーン水素供給体制の整備（福島県）
2020 年 3 月、福島県双葉郡浪江町において完成した福島水素エネルギー研究フィールドは、棚塩産業団地に設置されている。棚塩産業団地は、国 家プロジェクト「福島イノベーション・コースト構想」を推進する拠点として整備が進められており、実験拠点としてだけでなく、企業誘致を進めて生産拠点としての機能を持たせることを視野に入れている。福島水素エネルギー研究フィールドは、経済産業省と新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が整備を進めてきたものである。2020 年時点で世界最大規模といわれるグリーン水素生成プラントでグリーン水素を製造し、据置型燃料電池、水素ステーション、製造業など供給する計画となっている。
なお、同様の計画は福岡県北九州市などでも進められている。

・水素還元製鉄の導入

－高炉で製鉄を行う際、鉄鉱石中の酸素を除去するために還元する必要があるが、現在の主流は、石炭を利用し、一酸化炭素を発生させることで還元する方法である。この方法では、一酸化炭素と鉄鉱石中の酸素が結合して CO2 が生成されてしまうために、高炉製鉄の脱炭素化を阻害する要因となっている。高炉製鉄の脱炭素化を図るには一酸化炭素以外の化学物質で還元する必要がある。そこで注目されているのが水素による還元である。しかし、水素による還元は、水素の製造コストが高いことに加え、製造工程の見直しや設備の改修なども必要なため、これまで本格的に取り組まれてこなかった。しかし、世界的に脱炭素の圧力が強まり、製鉄業も例外ではなくなっており、特に電気で製鉄する電炉に比べて高炉は CO2 の排出量が多いことから、存在意義すら問われる状況になっている。こうした中、高炉製鉄を行う製鉄業において、水素還元の実用化に向けた取り組みが進められている。
－例えば、ドイツが 2020 年に策定した国家水素戦略では、取り組み分野の一つとして水素還元の実用化を挙げている。
－ルクセンブルクに本社を置くアルセロール・ミタル社は、2050 年までに GHG の排出量を実質ゼロにするべく、400 億ユーロもの費用を投じて、水素還元の実用化などに取り組んでいる。
－日本においても、日本鉄鋼連盟が中心となって、革新的製鉄プロセス技術開発（COURSE50）に取り組んでいる。

欧州でたびたび炭素関税の制定が政策テーマとして浮上するが、脱炭素化の圧力が高まるにつれ、製造工程に石炭による還元が含まれているなど、環境対策が十分でない鉄鋼製品が締め出される恐れもある。そのため、水素還元の実用化は今後重要な取り組みテーマとなり得る。

・世界最大の P2G プロジェクト（サウジアラビア）

2020 年 7 月に、サウジアラビアが国家プロジェクトとして進めているスマートシティ「NEOM」において、実現すれば世界最大となる P2G（Power to Gas）プロジェクトに関する契約が締結された。これは、4GW（400 万 KW）の P2G 設備とグリーン水素を原材料とするアンモニア製造設備を建設するというものである。同国では太陽光発電など再生可能エネルギー発電のライフサイクルコストが極めて低いため、安価に再エネ電力を調達でき、グリーン水素の製造コストも大きく下げられる。

産油国は脱炭素化の動きが加速するにつれ原油需要が大きく落ち込むとみられるが、脱炭素化が図れるグリーン水素を安価に製造できるようにすることで、こうした脱炭素化の動きに対応するだけでなく、次世代のエネルギー生産においてもイニシアチブが図れるようになるだろう。

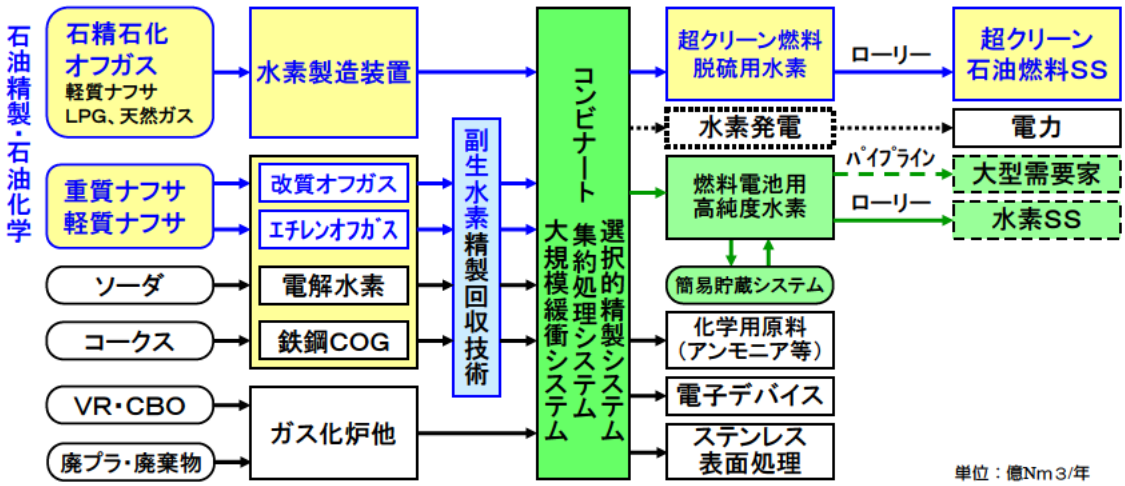
④日本の水素需給バランス

・日本における水素社会の構築と、それに向けた石油コンビナートにおける取り組みを検討する際、押さえておきたいのが水素の需給バランスである。水素需給バランスに関連する推計結果として、「製造から消費までを考慮した水素マテリアルフローの作成」（勝又ほか、2016 年）が挙げられる。しかし、本推計は 2012 年の数値を基にしているため、現状に必ずしも即さない面がある。そのため、2012 年と 2019 年を比較し、資源投入量や製品製造

量の差異を計数化した上で、推計結果を 2019 年時点のものに補正した（図表 6.2.28 参照）。

ーバランス表では、供給能力 347 億 Nm3（312 万トン/年）に対し、需要量は 222 億 Nm3（201 万トン/年）で、表中の余力は 125 億 Nm3（111 万トン/年）となる。ただし、副生する余剰水素が既に自家用燃料として使用されていることを加味すると、実余力は、石油精製の水素製造能力になる。2019 年度の石油精製の水素製造装置（SMR）能力は、26,159 千 Nm3/日（86 億 Nm3/年）であるが、内需減退から脱硫用として約半分しか稼働していない。したがって、実余力は 44 億 Nm3/年（40 万トン/年）当たりである。今後、脱炭素化や自動車の電動化等により、燃料の需要も先細りが予想されていることから、既設水素製造装置を廃棄するのではなく、これらを転用して、石油コンビナートからオフサイト型の水素供給基地として、水素社会に応じることも可能である。その先例として、千葉地区 RINGⅢ事業（2007 年）においてコンビナート連携で運用中である。

図表 6.2.28　日本の水素需給バランスシート（2019 年推計）



単位：億Nm3/年

業　界	供給能力	供　給　源	消費量	消　費　先
石油精製	１４６	オフガス等からの水素製造 改質オフガス	１０５	脱硫用
石油化学	２６	エチレンオフガス等	６	ポリマー製造用
ソーダ	１１	電解水素	５	燃料等
アンモニア	２３	天然ガス改質等	１６	アンモニア原料用
産業ガス	３	天然ガス改質等	３	電子デバイス等
鉄鋼	１３８	コークス炉ガス等	８７	燃料等
合計	３４７		２２２	

（出所）勝又ほか「製造から消費までを考慮した水素マテリアルフローの作成」の推計結果を、各種データを基に東レ経営研究所、RING にて補正推計。

⑤国際的な機運の高まりにおける日本の課題

・日本は水素利用計画で先行したが、他方早期に取り組んできた分だけ、欧州水素戦略、中国水素ロードマップ（図表 6.2.29 参照）など後発の水素利用に関する戦略に比べて目標値が控えめである。

今後、世界に後塵を拝すことのないよう、既設を最大限活用したコンビナート水素基地化などのロードマップ策定が必要である。

図表 6.2.29　中国における水素製造技術ロードマップ

目標年	現在(2019)	早期目標(2020-2025)	中期目標(2026-2035)	長期目標(2036-2050)
技術開発の方向性	水素は、主に化石エネルギーから生産される工業原料として使用される。	産業副産物としての水素を最大限に利用して、次第に水素製造を開発し、再生可能エネルギーを利用した、水電解での水素製造における実証を実施する。	再生可能エネルギーを用いた水電解の開発と大規模かつ集中的な石炭からの水素生産。	再生可能エネルギーによる水電解、バイオマス利用における水素製造、水の太陽光分解、（CCSやCCUS技術を活用した）グリーンな石炭からの水素生産技術の持続的な活用。
目標コスト	20元/kg以下	20元/ kg以下。	15元/ kg以下	10元/ kg以下

（出所）NEDO「中国の水素・燃料電池産業の動向」を基に作成

・日本経済新聞が 2020 年 12 月 8 日に報じたところでは、日本政府は国内での水素利用量を 2030 年時点で 1,000 万トン規模とする目標の設定に向けた調整に入った。現行の水素基本戦略では 2030 年の目標製造量（≒利用量）を 30 万トンとしていたところであり、大幅な目標引上げとなる。

目標が引き上げられても、コストの低減、再生可能エネルギーの活用や水素の開発輸入等、大量の水素を安価に確保するための技術開発や関係者の連携が不可欠である。民間においては、2020 年 12 月に水素バリューチェーン推進協議会が発足し、早期の水素社会の構築に向けた取り組みを加速させようとしている。

欧州や中国は官民が一体となって水素社会の構築に取り組んでいる。日本が水素利用のトップランナーとなるためには、今後も産学官が連携し、技術開発や制度の整備などを進めていく必要がある。

（8）　内外の CCUS 取り組み状況と課題

①CCUS 技術体系

CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）は、CO2 の回収・利用・貯留技術を意味する。

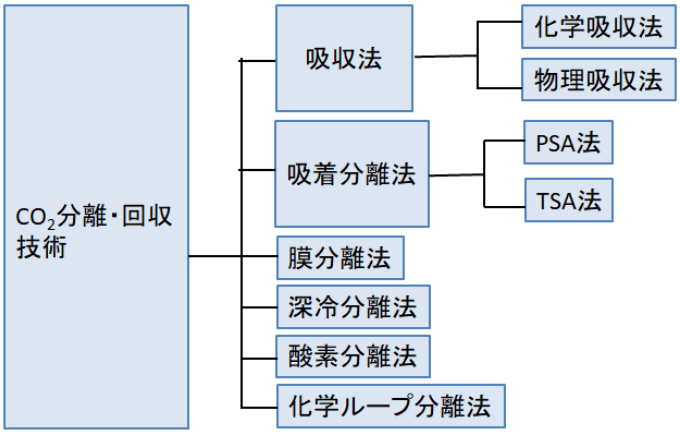
CCUS は分離・回収した CO2 を貯留する CCS（Carbon dioxide Capture and Storage）技術と、有効利用する CCU（Carbon dioxide Capture and Utilization）技術とに区分される。

②CO2 分離回収技術

・CCU と CCS の共通技術である CO2 の分離回収技術は、化学吸収法、物理吸収法、吸着分離法、膜分離法、深冷分離法などに分類される（図表 6.2.30 参照）。

これらの中で、ガス中の CO2 を吸収液に化学反応を伴って吸収させる化学吸収法と、吸収液に溶解させる物理吸収法が 8 割以上を占める。

図表 6.2.30　CO2 の分離・回収技術の体系図



それぞれの技術の特徴を図表 6.2.31 に示す。

・CO2 の分離・回収は、製油所における水素製造装置において、水素と混在する CO2 の除去や、天然ガスをガス田で生産する際に、天然ガス中に含まれる CO2 の除去など、工業生産に不可欠な技術として発展してきた。

－近年では、CO2 排出量削減や CO2 原料確保の目的で、火力発電所やセメント・鉄鋼などの大規模な排出施設において、分離回収の技術開発が進められている。

－現在は化学吸収法が最も普及している技術であるが、今後は小規模なガス田で安価な膜分離の採用が進んでいることや、東南アジアを中心に分布する高濃度に CO2 が含まれ CO2 分圧が低いガス田で、高分圧ガスから CO2 を分離・回収するのに適している物理吸収法の採用が進むとみられる。

－また、CO2 の分離回収コストに関しては、現在 4,000 円程度/CO2 トンとされており、大幅なコスト低減のための新たな回収技術の研究が進められている。

具体的には、商業化されている化学吸収法、物理吸収法に関しては、①CO2 の化学吸収液について再生に必要なエネルギーの小さい溶液への変更、②従来の吸収液から固体吸収剤への変更についての開発が国内外で進んでいる。

新たな CO2 回収方式としての膜分離法や、新たな分離・吸収材料の検討などの研究も行われている。

図表 6.2.31　CO2 分離・回収技術の比較

手法		原理	起因力	長所	短所
化学吸収法		化学反応	温度差	・低分圧ガス向き ・炭化水素への親和力が低い ・大容量向き	・吸収液が高価 ・腐食、浸食、泡立ちがある ・適用範囲が限定的 ・再生用熱源が必要
物理吸収法		物理吸収	分圧差 （濃度差）	・高分圧ガス向き ・適用範囲が広い ・腐食、浸食、泡立ちが少ない ・再生熱源を必要としない。	・吸収液が高価 ・重炭化水素への親和力が高い
物理吸着法	PSA	吸着	分圧差 （濃度差）	・高純度精製が可能 ・装置が比較的簡易 ・適用範囲が広い	・再生ガスが必要 ・水分の親和性が強い
	TSA	吸着	温度差	・高純度精製が可能 ・適用範囲が広い	・吸着材量が多く、装置が大型化する ・吸着材費用が掛る ・再生用熱源が必要
膜分離法		透過	分圧差 （濃度差）	・簡便 ・安価 ・小容量向き	・低純度 ・運転費が高い ・大容量に不向き ・油脂分含有ガスに弱い
深冷分離法		液化 ・精留	相変化	・高純度精製が可能 ・大容量向き	・装置が複雑 ・建設費が高価 ・運転費が高い
酸素燃焼法		空気分離	温度差	・高純度精製が可能	・空気分離設備が大型 ・空気分離装置に動力が必要
化学ループ燃焼法		空気分離	温度差	・低消費エネルギー	・装置の耐久性に課題

（出所）環境省「平成 25 年度シャトルアップによる CCS を活用した 2 国間クレジット制度実現可能性調査委託事業」

－日本は 2050 年までに CO_2 の分離回収コストを 1,000 円/CO2 トン以下とすることを目指している。分離回収コストが現状の 4,000 円程度/CO2 トンから 1,000 円/CO2 トン以下へ低減されることで、例えば石炭火力発電所から年間 500 万トンの CO2 を回収した場合、年間約 150 億円のコスト削減につながると試算している。

③CCS の開発動向

－CCS は、CO2 を大量回収・貯留する抜本的な方策として、国際エネルギー機関（IEA）報告書では 2060 年までの世界の CO2 削減量の 14%を担うことが期待されるなど、気候変動問題の解決に向けて、国内外でその技術の実用化と社会導入が期待される技術である。

－国内においては、2012 年度から北海道苫小牧において CCS の実証実験を開始し、2019 年に CO2 圧入量が目標値の 30 万トンに達し、実証実験を終了した。
現在は貯留された CO2 の漏えいや自然への影響がないことなどについてモニタリングを継続して実施している。
2020 年 9 月には、「苫小牧 CCS 促進協議会」を「苫小牧 CCUS・カーボンリサイクル促進協議会」に名称を変更し、CCS の設備を活用、CO2 回収設備で取り出した CO2 と再生可能エネルギー由来のグリーン水素などを原料に、化学品原料や燃料として有用なメタノール等の基幹物質の合成技術に関する調査を開始するなど、同拠点をカーボンリサイクル技

術の研究開発拠点として整備していくこととしている。
日本の沿岸には 1,460 億トンの CO2 を貯留できるポテンシャルがあるとの報告があるものの、現時点で他に貯留可能な場所がなく CO2 貯留適地の調査については継続して進められている。

－北米における CCS は、CO2 による石油増進回収（EOR：Enhanced Oil Recovery）に使用されるプロジェクトがメインであり、2014 年に開始されたカナダのバウンダリーダムや 2017 年に開始された米国ペトラノヴァプロジェクトなど石炭火力の燃焼ガスからの CCS プロジェクトも行われている。
また、ノルウェーやアルジェリアなどでは天然ガスに随伴する CO2 の貯留プロジェクト等が行われている。

－2020 年 11 月、日米豪や ASEAN など 18 ヵ国は東アジア首脳会議のエネルギー相会合において、CO2 の地下貯留での連携などを盛り込んだ共同声明を発表した。
油田やガス田の多いアジアは地下貯留の候補地が多いとされる。アジアでは火力発電の割合が高く、今後も当面は火力発電を軸にした経済成長が続くと見込まれることから、現地で排出された CO2 の地下貯留に日本が協力することで、排出権取引の国際ルールに基づき日本の排出量削減につなげる狙いである。
貯蔵量やコスト、環境への影響などを調査した上で、各国と民間企業とで 2030 年からの商業利用の開始を目指すとしている。

－また、近年、各国が示す 2050 年 GHG 排出量ゼロの目標達成のためには、CO2 の排出量をマイナスにする「ネガティブ・エミッション」技術が不可欠と考えられており、議論が活発化している。
特に、バイオマス発電で発生した排ガスから CO2 を回収、貯留する BECCS（Bioenergy with Carbon Capture and Storage）や、DAC（Direct Air Capture）で大気中から直接回収した CO2 を貯留する DACCS（Direct Air Capture with Carbon Storage）といった CCS と組み合わせた新たな技術が CO2 を大幅に削減できる方策として注目されている。

④内外のカーボンリサイクルの技術開発動向
・カーボンリサイクル
CCU は EOR、CO2 の直接利用（溶接・ドライアイス等）、そしてカーボンリサイクルとで構成される。カーボンリサイクルにはメタノールや CO、H2 の合成ガスなどの基幹物質のほか、各種化学品や燃料、鉱物への転換などがある。
カーボンリサイクルに取り組むべき理由として、①直接的に GHG 排出削減に貢献できる、②水素や再生可能エネルギーの活用を通じて、これら関連技術との相乗効果がある、③多様な業種が個々の事業分野で既存のインフラを活用して取り組みが可能である等の点が挙げられる。

・日本のカーボンリサイクル技術ロードマップ
国内のカーボンリサイクルの技術開発は、経済産業省の主導の下、新エネルギー・産業技

術総合開発機構（NEDO）が研究助成している。2019 年 6 月、経済産業省はカーボンリサイクル技術ロードマップを策定した。

同ロードマップは、主要な戦略分野である化学品、燃料、鉱物の 3 分野において、開発・実用化していく道筋を示したものである。技術・製品の特性を踏まえて、先行して実用化が見込まれる第 1 群と、本格段階で実用化していく第 2 群に分類した上で、3 つの段階に沿って取組を進めていく。

－第 1 群としては、製造において水素を必要としないものや、高付加価値な製品等の生産（ポリカーボネート、道路ブロック、ジェット燃料等）を挙げている。

－第 2 群としては、安価な水素供給（20 円/Nm3 程度）を前提として製造され、需要が大きな汎用品（オレフィン、BTX 等）などの生産を想定している。

－フェーズ 1（2020 年以降）では、初期段階としてカーボンリサイクルに資する研究・技術開発・実証、それを進める拠点整備に着手する。

－フェーズ 2（2030 年頃）では、第 1 群の実用化と第 2 群の製造技術の進展を目指す。

－フェーズ 3（2050 年以降）では、第 1 群及び第 2 群それぞれにおいて、低コスト化により普及が進むと見込まれる。

・日本のカーボンリサイクル技術開発、実用化の進捗

－日本は 2019 年 9 月に第 1 回カーボンリサイクル産学官国際会議を開催し、同会議において、カーボンリサイクル技術の開発・実用化について国際連携を通じて加速すべく、「カーボンリサイクル 3C イニシアチブ」を策定した。

同イニシアチブは、カーボンリサイクル技術ロードマップに基づき、イノベーションを加速していく取り組みであり、相互交流の推進（Caravan）、実証研究機関の整備（Center of Research）、国際共同研究の推進（Collaboration）で構成される。

－2020 年 10 月 13 日に開催された第 2 回カーボンリサイクル産学官国際会議において、経済産業省と NEDO より同イニシアチブに基づく取り組みの進捗と今後の方向性について以下のとおり報告された。

現在はカーボンリサイクル技術ロードマップにおいてフェーズ 1 に当たるが、化学品、燃料、鉱物についてはスタートアップ企業を含めて研究・技術開発が本格化している。

－特に CO2 由来の化学品については、既存の化石燃料由来化学品に代替可能であり、CO2 削減・固定化につながること、高付加価値品製造にも利用できること、新規技術導入による効率向上やコスト低減の可能性などの利点から、カーボンリサイクル技術における期待度は高いとされる。一方で、現状では基礎研究レベルにある技術も多く、今後重点的に技術開発に取り組むべき分野とされる。化学品開発動向及び大崎拠点化については後述する。

－CO2 由来の液体燃料については、既存石油サプライチェーンの活用が可能というメリットがある。一方、現状では生産効率やコスト面が課題である。

－NEDO の案件としては、微細藻類を活用したバイオジェット燃料の開発、e-fuel(液体合成燃料)の技術開発が進められている。

－また、CO2 からメタンを製造するメタネーション技術開発については、国際石油開発帝石及び日立造船が、規模を現行の 50 倍に拡大した実証試験を計画している。

－鉱物分野については、炭酸塩、コンクリート製造・構造物への CO2 利用において、CO2 固

定化のポテンシャルが高いこと、生成物が安定していること、土壌改質への適用も見込めることなどからカーボンリサイクル技術としての実現への期待は高く、早期の社会実装が望まれる分野である。現在、廃コンクリート、石炭灰などの産業副産物、廃鉱物、海水などからの有効成分の分離、特に微粉化などの前処理や湿式プロセスの省エネ化、滑剤や混和剤などの要素技術開発などが進められている。更には、中国電力と鹿島建設が中心となって開発された CO2 吸収型コンクリート（SUICOM）が製品として出荷されるなど、先行事例も出始めている。

－基礎研究や CO2 分離回収や CCS などその他 CCUS 関連技術開発については、図表 6.2.32 に示すものなどが進行中である。

図表 6.2.32　カーボンリサイクル関連予算を活用した主な技術開発

化学品	製品・生成物	開発段階
富山大、日本製鉄、日鉄エンジニアリング、ハイケム、千代田化工、三菱商事	パラキシレン	基礎（NEDO）
三菱ケミカル・東大等（人工光合成プロジェクト）	メタノール/オレフィン	基礎（NEDO）
AIST、神戸大学、かずさDNA研究所 味の素（スマートセルプロジェクト）	バイオプラ・医薬品原料 等	基礎～実証（NEDO）
花王、大洋塩ビ、日本製紙、宇部興産、東ソー、大王製紙、スギノマシン、AIST、パナソニック、住友ゴム、福井大学等	セルロースナノファイバー	基礎～実証（NEDO）
AIST、NITE、静岡県環境衛生科学研究所、東大、愛媛大、島津テクノ、日清紡	海洋生分解性プラ	基礎～実証（NEDO）

燃料	製品・生成物	開発段階
IHI、三菱パワー、ユーグレナ、bits、ちとせ、電源開発	ジェット燃料（微細藻類）	基礎～実証（NEDO）
INPEX、日立造船	メタン	基礎～実証（NEDO）
JPEC	e-fuel製造技術調査	基礎（NEDO）

大崎拠点化	製品・生成物	開発段階
大崎クールジェン、JCOAL	拠点整備、研究支援	－
中国電力、鹿島建設、三菱商事	改良型CO2吸収コンクリート	基礎（NEDO）
川崎重工業、大阪大	パラキシレン	基礎（NEDO）
中国電力、広島大学	ディーゼル燃料等(菌類)	基礎（NEDO）
日本微細藻類技術協会	ジェット燃料(微細藻類)	基礎（NEDO）

鉱物	製品・生成物	開発段階
出光興産、宇部興産、日揮、成蹊大、東北大	セメント原料	基礎～実証（NEDO）
竹中工務店	地盤改良材	基礎～実証（NEDO）
トクヤマ、双日、ナノミストテクノロジーズ	炭酸ナトリウム、重曹	基礎～実証（NEDO）
中国電力、広島大 中国高圧コンクリート工業	緑化基盤材 等	基礎～実証（NEDO）
早稲田大、ササクラ、日揮	セメント原料 等	基礎～実証（NEDO）
太平洋セメント	セメント原料	基礎～実証（NEDO）

基礎・先導研究	製品・生成物	開発段階
JCOAL、慶應義塾大学 東京理科大学	ダイヤモンド電極を活用CO2電気還元により基幹物質を製造	基礎（NEDO）
電力中央研究所、東京工業大学	CO2電解リバーシブル固体酸化物セル開発	基礎（NEDO）
AIST、同志社大学	高温溶解塩電解を利用したCO2還元・分解	基礎（NEDO）
東芝エネルギーシステムズ、九州大学	CO2/H2O共電解	基礎（NEDO）
東海国立大学機構、澁藤電機 川田工業	放電プラズマによるCO2還元・分解	基礎（NEDO）
電力中央研究所、慶應義塾大学	中低温イオン液体を用いた尿素電解合成	基礎（NEDO）
住友大阪セメント、山口大学 九州大学	カルシウム含有廃棄物からのカルシウム抽出、CO2鉱物固定化	基礎（NEDO）
MHPS、電力中央研究所、東洋建設 JCOAL	石炭灰及びバイオマス灰によるCO2固定・活用	基礎（NEDO）
神鋼環境ソリューション、岡山大学、理化学研究所	金属ナトリウム分散体によるカルボン酸合成	基礎（NEDO）
三菱ガス化学、日本製鉄、日鉄エンジ 東北大学	CO2利用ポリカーボネート製造用中間体	基礎（NEDO）

CO2分離・回収	製品・生成物	開発段階
大崎クールジェン	物理吸収法	実証（NEDO）
川崎重工業、RITE	化学吸収法（固体）	実証（NEDO）
住友化学、RITE	膜分離法（有機膜）	実証（NEDO）
日本製鉄、日鉄エンジ、神戸製鋼 JFEスチール	化学吸収法 高炉からCO2を分離回収	実証（NEDO）

その他	製品・生成物	開発段階
日本CCS調査、三菱パワー、三菱エンジ、三菱ガス化学	CCS実証／メタノール	実証／調査（NEDO）
日本CCS調査	二酸化炭素貯留ポテンシャル	調査
公募中	JCM化を含む低炭素化技術の活用案件発掘・調査	調査
日揮、JXTG、TCV	CO2圧入による原油増産のためのCO2分離技術	実証
公募中	カーボンニュートラル技術	基礎
公募中	国際共同研究	基礎

（出所）経済産業省、NEDO「カーボンリサイクル 3C イニシアチブプログレスレポート」

・カーボンリサイクル技術の CO2 削減効果と開発状況

エネルギー総合工学研究所は、欧州のシンクタンク Ecofys による 2013 年の報告書と 2019 年の経済産業省・文部科学省による「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会報告書」を基に、製品の CO2 使用量と CO2 固定期間、及び開発状況について、図表 6.2.33 のとおり整理している。

－燃料分野では微細藻類によるバイオ燃料の製造は研究段階から実証段階へ、メタノールの製造は開発段階から実証・経済性検証のステージへ、ギ酸の製造については研究段階から一部実証段階へと開発段階が進んでいる。

－また、近年ではナノマテリアル触媒を利用した燃料化技術に関する CO2 研究開発が行われている。特に、再生可能エネルギーを用いたメタノール製造技術に関しては、2014 年には技術成熟度を示す TRL は 5-7 と評価されていたが、2020 年 9 月に IEA が発表した「Energy Technology Perspective 2020」によると、TRL は 7 に引き上げられ、実用化目途を 2025 年としており、可能性は高いとみられる。

なお、TRL は技術開発がどの段階まで進捗したかを定量的に把握するための尺度であり、1980 年代に米国 NASA によって開発された手法である。TRL は全 9 レベルに細分化され、TRL が 9 に近づくほど技術開発が進んでいることを示す。

－鉱物化の分野においては、セメントなどの炭酸塩鉱物化が開発段階から実証段階に進み、国内では前述した CO2 吸収型コンクリート（SUICOM）が製品として出荷されている。

－化学品合成の分野では、後述する旭化成によるポリカーボネートポリマーの製造など、研究開発段階から一部で実用化に進む動きがみられる。

・各方面でカーボンリサイクル技術の開発が進められているが、次項以降では特に CO2 から化学品の合成に焦点を当て、メタノールとそれ以外の化学品（モノマー、ポリマー）の開発動向について述べる。

図表 6.2.33　世界の CO2 由来製品の CO2 使用量、CO2 固定期間及び開発状況

カテゴリー	技術・用途	年間CO_2使用量（Mt CO_2/年）	CO_2固定期間	開発段階ステージ			
				研究開発	実証	経済性検証	成熟
燃料化	微細藻類	＞300	燃料燃焼時にはCO_2は大気放出	○	○		
	メタノール	＞300	燃料燃焼時にはCO_2は大気放出		○	△	
	半酸	＞300		○			
	微生物由来の炭化水素	＞300		○			
	光学変換プロセス	NA		○			
	ナノマテリアル触媒を利用したCO2燃料化技術	NA		○			
増産	尿素増産	5～30	6ヵ月				○
	メタノール増産	1～5					○
	地熱増産	5～30	CCSとの組み合わせにより長期間の固定が可能	○			
	超臨界CO2パワーシステム	＜1		○			
	EOR（石油増産促進）	30～300	CCSとの組み合わせにより長期間の固定が可能			△	○
	ECBM(コールベッドメタン増進回収)	30～300			○		
	EGR（廃棄再循環システム）	NA			○		
鉱物化	鉱物塩鉱物化	＞300	数十年～数百年	○	○		
	コンクリート養生	30～300			△	○	
	ボーキサイト中和	5～30				○	
	セメント製造	NA		△	○		
化学品	ポリマー	5～30	数十年～数百年	○	△		
	炭酸ナトリウム	＜1	半永久的				○
	その他の化学品合成	1～5	プロセス、消費形態による	○	○	△（algae）	

○：メイン　△：事業例あり

（出所）エネルギー総合工学研究所「図解でわかるカーボンリサイクル」

・化学品への変換

化学工業において、有機化合物の炭素原料としては一般的に化石燃料が利用されているが、CCU による化学品製造は、化石燃料の代わりに CO2 を炭素源として用いることで CO2 の排出削減を目指すものである。

CO2 は非常に安定かつ反応性の低い化合物であるため、CO2 を原料として化学品や燃料を製造することは容易ではなく、水素や有機金属化合物等との反応や大量の再生可能エネルギーを投入する必要がある。

ただし、ポリカーボネートやウレタンといった含酸素化合物は、合成に要するエネルギーが比較的小さいことなどから、CCU 化学品製造の対象物質として注目されており、一部は既に商用化されている。

また、メタノールについても、世界的には燃料用途として用いられているほか、各種化学品を誘導する基幹物質としても汎用性が非常に高いことなどから、CCU 化学品製造の目的生産物として期待されている。

本項では、CO2 から一部メタノールなどの基幹物質を介して製造される基礎化学品や高機能ポリマーなどの機能性化学品への変換技術に関する開発動向について述べる。また、化学品の基幹物質としてだけでなく、燃料用用途としても価値の高いメタノールの CO2 からの合成については、別項で取り上げる。

国内の石油コンビナートにおいては、このようなスキームにおいて、より大規模かつ効率的に多岐に展開可能な条件を具備している。

－パラキシレンの製造

パラキシレンは高純度テレフタル酸（PTA）を経由してポリエステル繊維やペットボトル

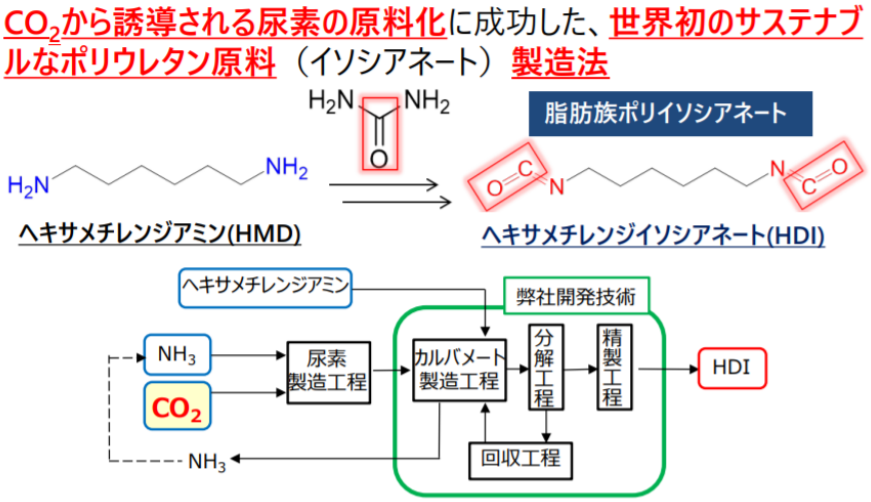
用樹脂等に加工される化合物で、工業上重要な基礎化学品である。また、パラキシレンは組成上、化学品を製造するカーボンリサイクル技術の中では、水素原料の使用量を抑えながら CO2 を固定化できる特徴があり、経済的にも環境的にも可能性が大きいテーマとされている。パラキシレンの世界需要は年間 4,900 万トンで、全て CO2 原料に置き換えた場合の CO2 固定量は 1.6 億トンと試算される。

2020 年 7 月、富山大学、千代田化工建設、日鉄エンジニアリング、日鉄製鐵、ハイケム社、三菱商事は CO2 を原料とするパラキシレン（PX）製造技術を共同開発することを発表した。NEDO のカーボンリサイクル技術開発事業の一つに採択され、期間は 2023 年までとなっている。富山大学の椿教授の研究グループは、2018 年に C1 モノマー（CO+CO2+H2）を用いて、C8 である高付加価値パラキシレンの直接合成に世界で初めて成功した。
今回の共同開発においては、火力発電や製鉄の過程で排出される CO2 からパラキシレンを量産することを目指しており、2028 年度までに大規模プラントの稼働開始を目標としている。

また、2020 年 1 月に策定された「革新的環境イノベーション戦略」（統合イノベーション戦略推進会議）において、石炭ガス化複合発電（IGCC）や石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）で発生する CO2 を分離回収する実証事業を進める大崎上島がカーボンリサイクル技術の実証研究拠点として整備するとされた。これを踏まえて NEDO では 5 件のテーマを採択し、中国電力大崎発電所内において、実証拠点化の施設・設備の整備と、打設や鉄筋に適用できる CO2 有効利用コンクリートの研究開発、将来的に需要増が見込める CO2 を利用した化成品の製造プロセス構築、菌類を用いた CO2 固定化技術のシステム構築等に取り組んでいる。
本事業において、川崎重工は IGCC などの高圧ガスから高圧のまま CO2 を分離回収することで圧縮工程を不要にし、再生可能エネルギーなどから製造した水素と反応させてメタノールを合成し、更にメタノールから高収率でパラキシレンを製造する触媒とプロセスの開発を進める。期間は 5 年間で、同社がシステム開発、大阪大学が触媒開発を担当する。

－ポリカーボネート、ポリウレタンの製造
既に実用化に進んでいる先行事例としては、旭化成による CO2 を原料とする非ホスゲン法ポリカーボネート（PC）製造がある。本技術のライセンシーによる PC 製造能力は 2019 年に 79 万トン、世界の製造能力の 17%まで拡大している。更に、同社は CO2 を原料とする新規触媒を用いた PC 製造法を量産実証化している。また、同社は世界初となる CO2 を原料とするウレタン原料（イソシアネート）の製造技術の開発にも着手している（図表 6.2.34 参照）。

図表 6.2.34　旭化成が開発する CO_2 を原料とするポリウレタン製造プロセス



（出所）旭化成「第 1 回グリーンイノベーション戦略推進会議資料」

また、2020 年 11 月には東ソーと産業技術総合研究所が CO2 とケイ素化合物からポリウレタンや PC の原料となるジエチルカーボネートを効率的に合成する手法を発表している。東ソーは自社の火力発電所由来の CO2 の活用を想定し、2030 年頃までの実用化を目指すとしている。

・海外のカーボンリサイクル研究開発動向

－欧州では、2017 年に欧州委員会が「The Strategic Energy Tech-Plan」を発表し、エネルギー、産業部門の脱炭素化を進める上で CCUS を重要な技術と位置付けている。2050 年までに EU 域での正味ゼロエミッション目標に向けた技術シナリオの一つとして、特に再生可能エネルギー由来電力からの燃料・化学品製造技術（Power to X）に大きな期待を寄せている。また、CO2 変換技術等に関する研究開発は、電解水素を用いた CO2 変換技術や CO2 から CO への電解還元技術など、開発・商用化フェーズの技術に注力している。

－米国では米国エネルギー省などから CCUS に関する政策やロードマップが発表されており、産業部門から排出された CO2 を地下貯留や石油増進回収（EOR）で活用することにインセンティブが付与されている。また、米国はエネルギー安全保障の観点から多様なエネルギー関連技術に取り組んでおり、その一つとして燃料・化学品への CO2 変換技術にも注力している。CO2 電解還元、光触媒以外にも生物学的変換、電気化学とのハイブリッドなど、研究フェーズにある基礎技術を含めて可能性のある技術を幅広く検討している。特に、電解等で製造した合成ガス（CO+H2）に微生物を用いたガス発酵でエタノール等に変換する技術が選択性や原料の柔軟性の観点から着目されている。原料には産業排ガスの利用や、廃棄物ガス化も想定されている。

－海外において既に商用化されている CO2 の化学品への変換としては、ドイツの Covestro AG 社によるポリオールの生産が挙げられる。同社は CO2 とプロピレンオキシドを反応させ、ポリウレタン原料となるポリオールを年間 5,000 トン生産している。

また、CO2 を利用した化学品の製造の研究開発については、欧州でも特にドイツにおいて活発となっている。ドイツでは 2016 年に「Carbon2Chem プロジェクト」を開始し、ドイツ産業の柱である鉄鋼産業から排出される年間 2,000 万トンの CO2（ドイツの製造業から放出される年間 CO2 の 10%に相当）を産業に使用することを目標としている。水素源としては、再生可能電力を利用したアルカリ水電解で製造される水素の利用を想定している。プロジェクトには 17 の研究機関や大学、民間企業が参加し、BASF 社がオキシメチレンエーテル、Evonik 社が高級アルコールと多価アルコールなどの開発を担当している（図表 6.2.35 参照）。この Carbon2Chem プロジェクトでは、鉄鋼業、発電、化学工業などの分野を超えたネットワークを視野に入れており、18 万人以上が従事する重要な事業となっている。

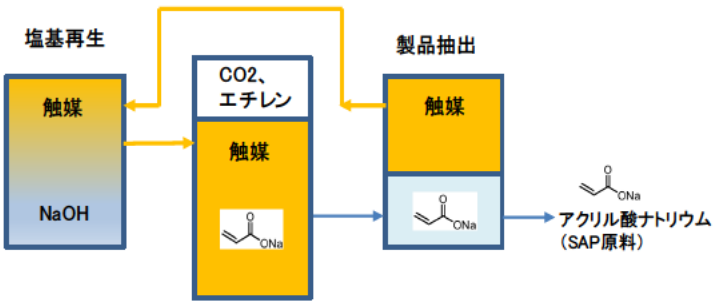
図表 6.2.35　Carbon2Chem に参画する欧州企業

	プロジェクト内容	担当企業
L0	プロジェクト管理とシステム統合	thyssenkrupp社
L1	水電解	thyssenkrupp社
L2	持続可能なメタノール生産	AkzoNobel社
L3	ガス浄化と触媒作用	Linde社
L4	高級アルコールと多価アルコール	Evonik社
L5	ポリマー	Covestro社
L6	オキシメチレンエーテル	BASF社

（出所）エネルギー総合工学研究所「図解でわかるカーボンリサイクル」

－BASF 社はドイツの大学と共同でエチレンと CO2 から高吸収性高分子（SAP）の原料となるアクリル酸ナトリウムを直接合成する触媒の研究開発を進めており、小規模実験室スケールでの合成に成功している（図表 6.2.36 参照）。なお、日本においても東京工業大学において CO2 からアクリル酸の合成研究が進められている。

図表 6.2.36　CO2＋エチレンから SAP を製造



（出所）RING 欧州調査 2019 年

・メタノール等基幹物質への変換

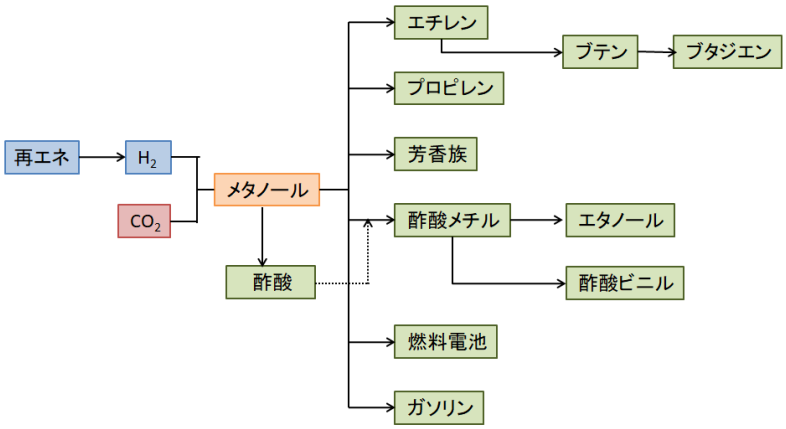
－メタノールエコノミー

近年、欧州を中心に化石燃料を使用して排出された CO2 を回収し、再生可能エネルギーを利用してメタノールを合成し、化石燃料の代わりにメタノールを CO2 フリー燃料として利用することを目指す「メタノールエコノミー」という概念が広がっている。メタノール

エコノミーは 1994 年にノーベル化学賞を受賞したジョージ・オラー博士が提唱した概念であるが、メタノールによるカーボンリサイクルを検討する上で、既存の化成品向けメタノールの市場規模は小さいため、メタノールのガソリンブレンド用や発電燃料など燃料利用に主眼が置かれていることが特徴である。メタノールエコノミーは、再生可能エネルギーの普及により、既存のインフラを最大限活用しながら市場をけん引し、大幅な CO2 削減に寄与すると期待される。
中国ではメタノールが M15(15%混合)の規格で自動車用燃料に用いられており、太陽光の再生エネルギー調達が可能である。また、欧州ではメタノールは M3(混合率 3%)の規格でガソリンブレンド用に用いられているが、アイスランドにおいては地熱を利用したメタノール合成が商用化されるなど、メタノールエコノミーの構築が模索されている。

なお、メタノールエコノミーの概念ではメタノールの発電用燃料や運送用燃料などの燃料用途に主眼が置かれているが、メタノールからはエチレンやプロピレンに加え、様々な含酸素化合物を合成することが可能であり、重要な基幹物質として位置付けられている（図表 6.2.37 参照）。CO2 から化学品を製造する場合、メタノールやエタノールなどの含酸素化合物を製造する方が必要となるエネルギーが少ないため有利といわれる。また、メタノールの国内消費量は年間 200 万トン程度と少ないものの、世界需要は約 8,500 万トンに達しており、うち中国需要が 55%程度を占め、その半分が MTO(Methanol to Olefins)に用いられている。今後のカーボンリサイクルの展開において、CO2 からメタノールを合成することを基準にしたプロセス設計が一つのポイントになるといえる。

図表 6.2.37　メタノールからの誘導品

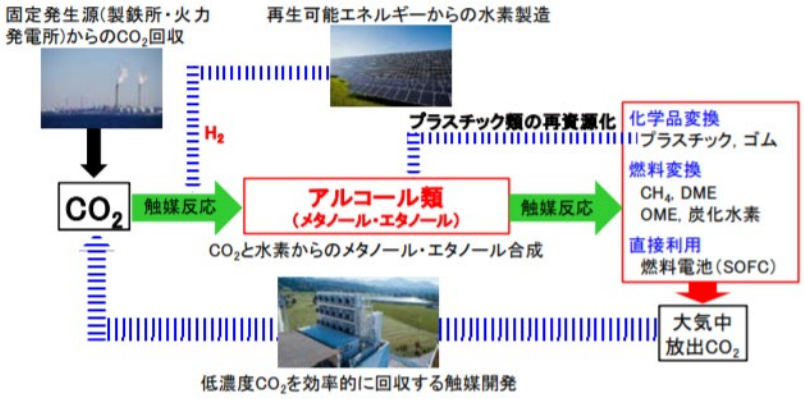


－日本におけるカーボンリサイクルメタノール開発動向
日本国内でのメタノール製造は 1990 年代に中止され、現在は海外からの輸入に 100%依存している状況である。国内では、周南コンビナート内の出光興産徳山製油所 TOP 廃棄（2014 年）に伴って、メタノール大規模輸入基地を完成し、西日本のメタノール供給拠点として稼働中である。したがって、国内で CO2 からメタノールを製造することが可能となれば、CO2 の削減に加えて、海外からの輸入コストや輸送時に発生する CO2 削減効果が期待される。

日本における CO2 からのメタノール合成プロジェクトとして、三井化学の事例がある。NEDO の化学的 CO2 固定化プロジェクト「接触水素化反応利用二酸化炭素固定化・有効利用技術研究開発」(1990～1999 年度)における一つの要素技術として、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)と資源環境技術総合研究所(現在の産業技術総合研究所)の共同研究により CO2 の水素化反応でメタノールを合成するための Cu/ZnO 系多成分触媒を開発した。この成果を用い、CO2 と水素からメタノールを合成するプロセスのパイロットプラント(メタノール生産量:100 トン／年)を 2009 年に同社大阪工場内に建設、2010 年に運転を開始している。

また、前述の苫小牧の CO2 回収設備においては、三菱日立パワーシステムズ、三菱重工エンジニアリング、三菱ガス化学の 3 社が製油所から発生する CO2 からメタノールを合成する調査事業を開始している。更に、産業技術総合研究所では、電気化学還元を用いた高効率 CO2 変換触媒によるメタノール合成技術の開発や、再生可能エネルギー由来の水素を活用し、CO2 をアルコールに変換して化学品原料、燃料などに効率的かつ大規模に製造する触媒反応・プロセスの技術開発などが進められている(図表 6.2.38 参照)。

図表 6.2.38　CO2 の大規模循環システムの概念図



(出所)経済産業省「カーボンリサイクル事例集」

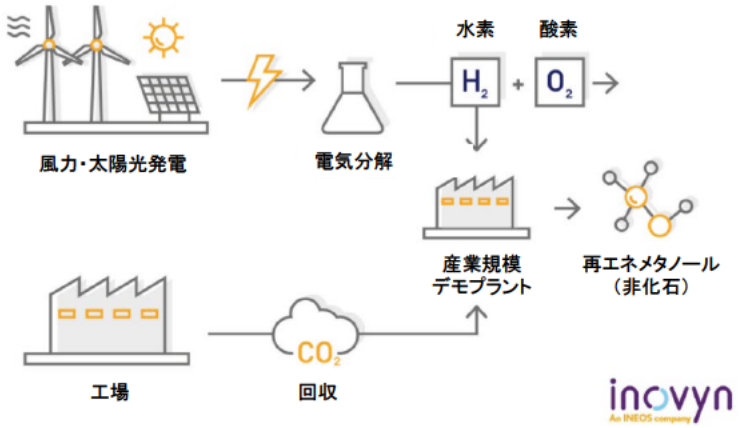
－海外のカーボンリサイクルメタノール研究開発プロジェクト

アイスランドの CRI(Carbon Recycling International)社は 2012 年、アイスランドの地熱発電所から排出される随伴ガスの CO2 と安価な電力を用いた水電解による水素から、メタノールを合成する世界初の商用プラントを稼働した。メタノールの生産能力は 4,000 トン/年で、合成されたメタノールは「Vulcanol」という商品名でガソリン混合用燃料として販売されている。また、同社はその製造技術「Emissions-to-Liquids」の普及を進めており、欧州における研究及び革新的開発を促進するための研究、イノベーション枠組み計画である「Horizon2020」の一環として、180 万ユーロ(≒2.3 億円)の支援を受け、大規模メタノール生産プラントの商業化を加速し、欧州内での再生メタノールの市場を拡大していくため、「Circle Energy」というプロジェクトを進めている。具体的には、スウェーデンにおいて製鉄所の BFG(Blast furnace gas)からメタノールを合成し、世界で初めてフェリー燃料として使用されている。また、ドイツにおいても 2018 年より風力発電

による電解水素を用いたメタノール合成のプロジェクトを進めている。更に、同社は中国企業と技術契約を締結し、中国の河南省安養市に CRI 技術を用いた商業用メタノールのプラントが建設される予定（2021 年の稼働）である。年間 15 万トンの CO2 から年間 18 万トンのメタノールと LNG を製造する計画である。

また、ベルギーの INOVYN 社は 2020 年 5 月に「Power to Methanol(電力メタノール化)」（Power to Methanol）プロジェクト（図表 3.8-19）を発表した。工場から排出された CO2 と再生エネルギー由来水素によりメタノールを合成するデモプラントを建設した（生産能力 8,000 トン/年)。合成されたメタノールはコンビナート内の化学製品企業で利用される。同社は電力・化学会社、アントワープ港などからなる 7 社でコンソーシアムを形成しており、日本のコンビナートでも検討に値する事例である（図表 6.2.39 参照)。

図表 6.2.39　ベルギーアントワープ地区における Power to Methanol プロジェクト



（出所）INOVYN 社ホームページ

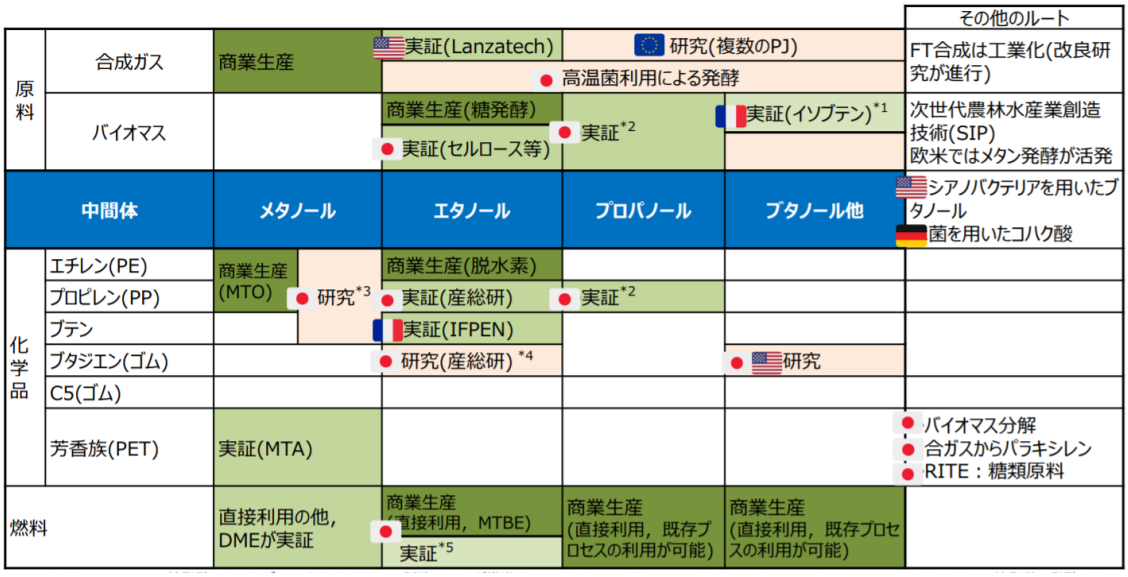
－その他の基幹物質への転換

メタノール以外の中間体としての含酸素化合物への転換に関する各国の開発動向を図表 6.2.40 に示す。米国における CCU は、現在 CO2 の石油増進回収（EOR）への商業利用が主流である。ただし、エネルギー安全保障の観点から、近年は燃料・化学品への CO2 変換技術にも注力している。

特に、電解等で製造した合成ガス（CO+H2）に微生物を用いたガス発酵でエタノール等に変換する技術が注目されており、大学などにおいては CO2 を用いたエタノールやプロパノールなどの合成研究が進められている。合成ガスからのエタノール製造については米国の LanzaTech 社が先行する。同社は鉄鋼などの CO 濃度が高い排ガスに CO2 を加えたガス、あるいは都市廃棄物をガス化したガスなど、CO、CO2、H2 を含むガスからガス発酵でエタノールを生産するプロセスを開発し、商業化している。2017 年には積水化学は LanzaTech 社と連携して可燃ゴミを原料として CO と H2 にガス化し、このガスを微生物によりエタノールに変換する製造技術の開発に成功した。更に 2020 年には積水化学と住友化学が連携し、生成したエタノールからポリオレフィンを製造する技術の検討を開始している。2022 年に試験的生産を開始し、25 年の本格上市を目指すとしている。

合成ガスやバイオマスを原料とした C3 以上のアルコール製造については各国で研究が進められている。アルコールから最終製品への転換については既存の技術やプロセスを活用することで、早期に社会実装に至る可能性がある。原料として、合成ガスに加えて、低いエネルギー投入で転換可能な貴重な炭素源としてバイオマスや廃棄物を利用することが求められており、ゲノム編集等のバイオ技術と化学プロセス技術の連携が重要である。

図表 6.2.40　CO2 から基礎化学品への転換の開発動向



（注）*1 Grobal bioenergies の糖発酵によるイソブテンンからイソオクタンの製造で Audi が推進する eFuel，*2 三井化学，発酵によるバイオプロピレン，*3 二酸化炭素原料化基幹化学品製造プロセス技術開発（人工光合成 PJ）の後段部分，目的に応じ C2, 3, 4 の選択的合成，*4 NEDO 超先端材料超高速開発基盤技術 PJ，*5 カーボンリサイクル技術等を活用したバイオジェット燃料生産技術開発事業

（出所）NEDO「CCUS／カーボンリサイクル／バイオものつくり分野の技術動向について」（2020 年 7 月）

・カーボンリサイクルの課題

2050 年のネットゼロを目指すには、脱炭素化が困難とされる運輸・化学等の分野におけるカーボンリサイクルが不可欠で、CO2 から燃料・化学品への変換技術が長期的視点からは重要になる。CO2 から基幹物質のメタノールへの変換によるカーボンリサイクルビジネスは有効な流れとして内外で進行中であるが、実用化と普及に向けては課題が多い。

－カーボンリサイクル実用化の一番のネックは製造コストの高さである。

CO2 は化学的に安定した物質であるため、リサイクル・利用のためには大量のエネルギーが必要なことが大きいことから、カーボンリサイクルで製造された化学品は既存製品に対してコスト面での優位性に欠ける。ポリカーボネートや安価な地熱発電を利用したアイスランドでのメタノール製造などの一部の商用化事例を除き、技術開発プロジェクトの大半は実証実験段階に留まっているのが実情である。

－原料となる安価な CO2 フリー水素の調達も課題である。

CO2 フリー水素は、グリーン水素とブルー水素生産に大別されるが、化石燃料代替とエネ

ルギー安全保障の観点からは、国産の安価な再エネ由来の CO2 フリー水素が望まれる。しかし、発電が不安定なことなどから国内の再生可能エネルギーの発電単価は高いのが現状である。現状では輸入による CO2 フリー水素の調達が選択肢となるが、国内での継続した再エネ発電コストの低減と、水素インフラの整備が求められる。また、CCU と CCS に共通技術となる CO2 分離回収コストは、CCS プロセスの約 60%を占めるとされているので、CCU を商業化させるには、CO2 分離回収プロセスの大幅コストダウンに向け、新たな回収技術の開発を進めることが重要である。

－政策面においては、CO2 由来の化学品に関する購入補助金などのインセンティブ付与や、企業に対する購入義務化などの対策も検討する必要がある。また、海外では個人の環境対策への意識の高まりに注目して個人からの投資を呼び込む動きもある。

DAC（Direct Air Capture）技術を有するスイスの Climeworks 社は、世界で初めて DAC で回収した CO2 の地中鉱物への固定に対して個人が出資できるサービスを商用化している。出資額に応じて個人が購入した CO2 回収量は、個々のカーボンフットプリントの削減や長時間のフライトで発生する CO2 の相殺に用いることができるとして、環境意識の高い消費者に対して「環境価値」を販売している。このような海外の事例を参考に、日本における消費者の環境意識の高まりを投資に呼び込む検討も必要となる。

－CO2 削減の LCA 評価

CO2 を原料とする燃料や化学品の変換においては、多くのプロセスと大量のエネルギーを必要とするため、ライフサイクル全体での CO2 排出量削減効果を検討する必要がある。サプライチェーン全体のライフサイクルで評価した CO2 削減効果、必要となる CO2 フリー水素やエネルギーの安価かつ安定的調達、コスト競争力を総合的に評価することが重要である。

７．全国及び地域別の石精石化統合モデルによる需給試算結果と検討

地球温暖化とコロナ禍により、2050 年に向けて脱炭素・循環型社会化は一段と加速している。日本も欧米に倣い 2030 年代にガソリン新車販売中止を決定し、石油・石油化学製品の長期内需予測も、従来の延長上では予測困難な局面にある。

短中期においては、「石油精製の石化シフト」、「適正量の低硫黄品の輸出」、「海外進出による海外製油所との連携」、「石化原料の多様化」等のベストミックスな対策によって競争力を維持し、長期的には、エネルギー・素材安定供給の役割を全うするために、「カーボンニュートラル」、「カーボンリサイクルプラス」のコンビナートに作り変えていかなければならない。設備能力の大規模化が止まらない中国石油・化学工業団地への対応策だけでなく、脱炭素・循環型社会対策が必要になってくる。

当面は、急速なガソリン減退によるガソリン留分の芳香族シフト、(R) FCC 高分解による重油留分のライトオレフィン等による全体最適な供給構造の変容を急ぐ必要がある。今後は、石精と石化との融合は両方の存続条件となった。

このような状況を踏まえて、2024 年度試算では、主に、ガソリン及び重油の引続く内需減退等による需給構造の歪、及びバンカー重油低硫黄化に対して、次の 2 ケース試算による地域毎の問題点、競争力強化に向けた課題と方策を抽出する。

IMO 規制強化に対しては、「2020 年 SOx 規制適合舶用燃料油使用手引、2019 年 3 月 29 日、舶用燃料油の性状変化に対応するに関する検討会　国土交通省海事局」に準じて、モデル更新を加えて試算した。

（ケース 1）現状の原油処理を維持したケース

（ケース 2）ガソリン内需の減少に合わせた原油処理をするケース

７．１ 需給バランス試算用の石油精製 LP 及び石油化学バランスモデルの構成と改善

７．１．１　全国石精 LP モデルと石化モデル作成の基本的考え方

（１）　石精及び石化モデル構築の考え方とモデルの統合試算の方法

・ガソリンの内需減退によって、(R) FCC の機能が重油留分を原料として、専らガソリン留分を生産することから、プロピレン等のライトオレフィン生産にシフトしている。

また、ナフサを原料として、CCR 等の接触改質装置から高オクタン価の PG 留分を生産する機能から BTX、特にキシレンを生産する流れは「石精の石化シフト」として、石精石化工業団地の世界標準となっている。

・エチレン収率マックスの運転モード

国内プロピレンは余剰傾向、また、中国エチレン需給タイト、プロピレン余剰感から、エチレン関連製品の輸出が堅調であるため、エチレンセンターにおけるナフサ分解炉の運転モードはエチレンマックスを選択している。

一般に、石油化学において LP を搭載する場合は、分解炉に投入する原料毎に、分解温度でモードを最適選択する必要のある環境で、最適性を発揮する。

しかし、RING の石化モデルでは、その選択の余地は少なく、分解炉演算の運転モードは、ほぼ、「エチレン収率マックス」の方向である。

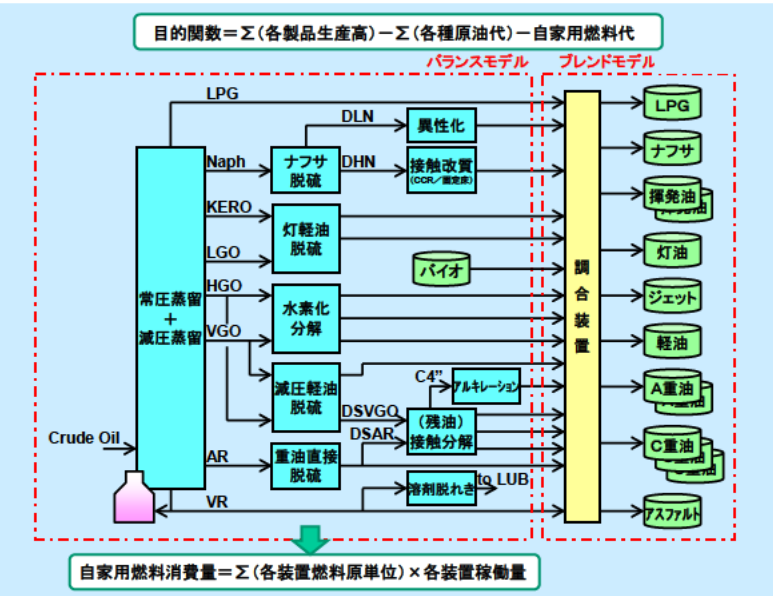
このような石油精製と石油化学の不可逆な機能変化を踏まえて、ナフサ等の分解炉を核とする石化モデルは従来のモデルの構造を変えずに、エチレン収率マックス運転下の精

度アップにとどめることとした。
したがって、石化モデルには LP 機能を搭載せず、石精 LP モデルのソリューションを解読したうえで、分解炉の運転モードをエチレン分解型の得率で選択して、エクセル上の石化バランスモデルで各石化製品のバランス演算を実施する。
石精と石化モデルのインテグに、人の判断が入っているので、石精 LP モデルによる最適解と石化バランスモデルの留分授受の状況が良くわかる。

（2）全国石精 LP モデルと石化バランスモデルとの連結試算手順
・最初に、石精 LP モデルから石化原料、石精生産の石化製品および半製品を算出する。
・次に、これを石化バランスモデルに投入する。石化バランスモデルからの留分を割出し、これを石精 LP モデルに投入し再計算し、これを数回繰り返して最適統合解に近づける。

7．1．2　全国及び地域別石精 LP モデル及び石化モデルの作成
（1）全国石精 LP モデルの設計と作成
①石精モデル LP マトリックス表の作成
・B、C、D タイプ石精モデルフローの確立
石精モデルは、B タイプ（TOP-VAC-VH-FCC）、C タイプ（TOP-RH-RFCC）、D タイプ（TOP-VAC-COKER-FCC）に分けられる。
図表 7.1.1 の石精モデルの B タイプに示すように、B タイプ及び C、D タイプの各全国石精モデルを LP マトリックスソルバー化して、各タイプ別に一括ソルバーで最適解を試算した。

図表 7.1.1　全国石精モデルの B タイプ製油所の例



・B、C、D タイプ石精モデル別の全体最適解の算出と B、C、D 間の留分転送
B、C、D を全て転送モデルで連結した全国モデルにすると、「見える化」が難しくなる。また、最適解が得られにくくなり、どこが原因で演算が停止したのかに、かなりの時間を費やす。そこで、B、C、D 別の解と実績を照合しながら、転送表でチェーニングすること

とした。詳細は後段のモデルチューニングにて述べる。

・条件式群とマトリックス作成

エクセルソルバーの最適化エンジンが読取れるように原油処理から、二次装置による半製品生産、最適混合生産、各装置の自家用燃料消費等の全ての留分の流れとガソリン、軽油、重油混合の関連条件式をエクセルソルバー用の LP マトリックス表にまとめた。

式名および変数名の命名規約以外は、ほとんど、MPS/X のマトリックス表と同じである。

参考として、図表 7.1.2 に、石油精製 LP マトリックス（MPS/X 規約）の全体構造を示す。

－目的関数の設定

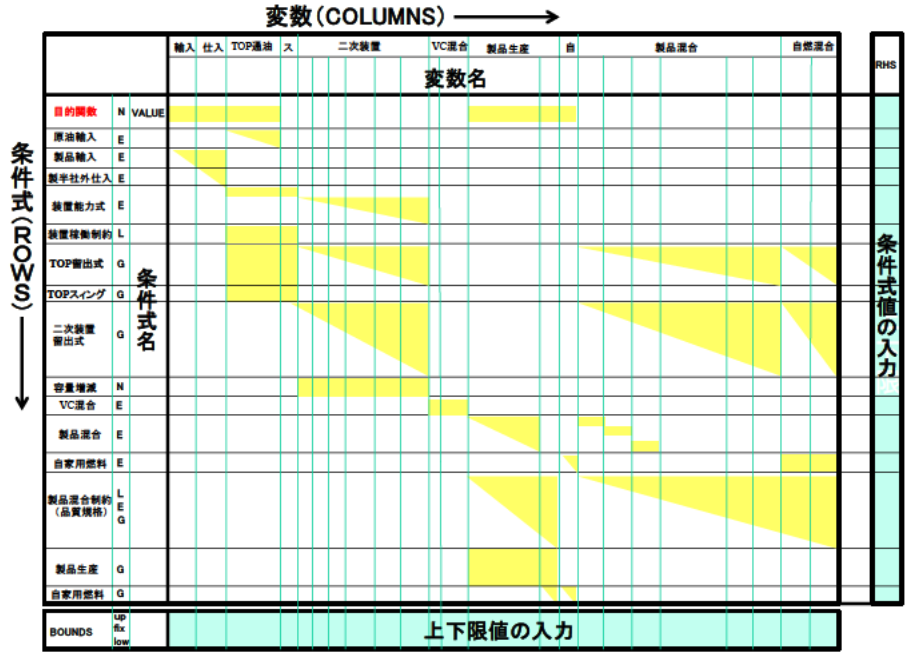
Σ（各製品単価）×（各製品生産量）－Σ（各種原油価格）×（各種原油処理量）－Σ（燃料代）→MAX　が基本であるが、Σ（各製品単価）×（各製品生産量）－Σ（各種原油価格）×（各種原油処理量）→MAX　に簡略化した。

－自家用燃料代の設定の必要性（今後の検討課題に応じた改善）

今後の詳細検討のために各装置別の自家用燃料コストを、ΣLSC 重油価格×（各装置稼働量）×（各置単位）詳細に式化した方が良いが、現時点はそれほどの最適化精度を要求していない。

各社が使用するモデルでは、各装置で消費するガス＋C 重油等の直接燃料の他に、電力、蒸気等の間接燃料は直接燃料換算して、各装置の稼働量と関連付けして、目的関数に連結する。精製ガスはカロリー等価標準 C 重油換算（FOE 換算）する。また、ガス発生消費と総燃料消費バランスの関係式も組込まれている。

図表 7.1.2　石精 LP モデルのマトリックス構造（MPS/X 様式）



－条件式の設定

原油輸入、他地区からの製品半製品受入れ、装置能力制約、TOP 留分留出式、TOP スウィング、製品混合式、製品混合制約（品質規格式）等を一次式に表現して、これに関連する

全ての変数が目的関数と連結していることを確認した。
市販汎用モデルは、各ベンダーが用意したエクセル表に、前提条件の全てを入力するベンダーのマトリックスジェネレータが、シンプレックス演算できるようにマトリックス表を自動作成することができる。
全国石精モデルは単一モデルであり、かつ、条件式も多くないことと、ソリューションの不具合や改善点を「見える化」できる利点もあるので、手入力とした。

②石油精製モデル上の設備、処理原油、石油製品の定義

・製油所設備のモデル化

実際の精製設備は、それぞれの製油所で特徴を持っているが、ワンリファイナリーモデルとして、本モデル上では同一装置名として分類した装置は全て同一性能を有するものとした。各装置の得率は毎年チェックすることにしている。

・処理原油の分類とモデル化

日本で処理されている原油は、中東をはじめ東南アジア、中南米、豪州、アフリカ等世界各国から輸入されており、100 種以上になる。実務モデルではないので、また、ランニング速度が著しく遅くなるので、原油選択に対する特徴を比重、硫黄分等の性状に基づき、原油種を 16 タイプに分類統合してモデル化を行った。

・石油製品の設定と品質規格

日本の製油所で生産されている石油製品は、LPG、ナフサから重油、アスファルト、潤滑油である。また、同じ石油製品においても、需要家ごとに様々な規格が設定されている。これらの製品及び規格を全て本モデルに組込むことは、現実的でないので特に、C 重油、A 重油のように硫黄分毎の製品種類が多いものは 2～3 品種に平均硫黄分で分類し、IMO による C 重油硫黄分規制強化や高品質化等の主要課題を抽出できるように品質規格を式化した。

・原油 API の定義化と上下限制約の設定、原油選択フリー

石油製品間の需給不均衡（インバランス）を解消するために最も簡単な方策は、処理原油の種類を変更することである。また、石油業界の最適原油選択は、最大のコスト低減である事から、多種類原油購入が可能な数量範囲及び原油価格を設定し、需給不均衡（インバランス）が発生しないよう精製装置の留分抜出し制約、触媒寿命などの範囲内でプロフィットマックスとなる原油選択を行うような LP 構造と上下限を設けている。
本モデルはタイプ別の製油所を 1 製油所として取扱っているため、課題検討以外で、自由な原油選択を行うと現実から乖離する。そこで、モデルチューニングデータと同一比率の原油を処理することを制約に入れて試算することとした。
ただし、今年度試算からは、需要構造が大きく変化しているので、ケーススタディーの場合は、原油選択を自由に変えられるように改造した。

・石油製品のプロフィットマックス生産の価格設定

本モデルの製品ブレンドモデルにおいては、エクセルのソルバー機能を使用して、プロフ

ィットマックスを試算するために、各製品の価格差を重要視して価格設定した。
原油価格は中長期的に、低価格で持続する見通しにあることから、原油価格に連動する製品価格のスプレッドを考慮して、価格を改定することとする。

③石精モデル精製フローの確立

B･C･D タイプ・ワンリファイナリーモデルを全国モデルと定義づけした。
原油種を 16 タイプに分類統合しているのに合せて、常圧残油も 16 種類に、減圧残油を 7 種類に分類統合した。
常圧蒸留装置から留出する軽質ナフサ、重質ナフサ、灯油、軽質軽油、重質軽油の各留分間にスイングと呼ばれるフローを用意し、LP による得量調整を可能とした。

④石精モデルの精製装置運転条件と得率

各精製装置の得率、原単位については、石油精製プロセス（石油学会編）、JPEC 各種報告書等の文献及び製油所実績データを参考に初期設定し、最新年度の生産実績データでチューニングし、モデルを確定することとした。
装置別の得率等の詳細は本項には記載せず、構造等の内容を以下に示す。

・常圧蒸留装置

常圧蒸留装置で処理する原油は、先述のとおり 16 油種にグループ化されている。各原油油種に対する用役消費量は、原油に関わらず一定と想定した。

・減圧蒸留装置

減圧蒸留装置で処理する原料油は、常圧蒸留装置の残油であり、常圧蒸留装置と同様に、原油種の分類にしたがって 16 油種に区分した。用役消費量は、原料油に関わらず一定と想定した。

・ナフサ及び灯軽油脱硫装置

最新実績を踏まえて、軽油深度脱硫装置へのフィードの硫黄分は、0.7wt%とした。また、L-H S（LGO と HGO のスィング）、HGO、DSLGO（直脱間脱 LGO）、LCO、HGO、LVGO の各々の硫黄分も同様に、一律 0.9、0.2、0.2、1.0、1.0 wt%とした。そして、各留分の仕上がり LGO の硫黄分は、10ppm とした。

・重質油脱硫、水素化分解装置措置得率の設定

最新実績を踏まえて、留分得率、性状等を設定した。

・接触改質装置（リフォーマー）

リフォーマーは、反応塔の構造により触媒固定床設備と、連続触媒再生式（CCR）の設備に大別される。これらの設備は、それぞれ生成物の得率や用役消費量が異なるため、別の装置として取扱うこととした。
また運転条件は、各製油所で様々に設定されているが、モデル上は固定床リフォーマーのリフォーメート（PG）のオクタン価の目安を 95、連続触媒再生式リフォーマーのリフォーメートのオクタン価の目安を 103 とし、それぞれ条件を設定した。
この設定がガソリンの生産量だけでなく、BTX の生産量にも影響するためチューニングの段階で整合性が取れるよう石化モデルも含めた調整を実施した。

・接触分解装置（VGO－FCC）、残油接触分解装置（RFCC）の得率設定

最新実績を踏まえて、留分得率、性状等を設定した。

・アルキレーション装置、ライトナフサ異性化装置の得率設定
最新実績を踏まえて、留分得率、性状等を設定した。
・熱分解装置
熱分解装置には、ディレードコーカー、フレキシコーカー等があり、留分得率等も多少異なるが、モデル上は同一装置として設定した。
なお、H-OIL は VGO 脱硫装置運転相当とした。

⑤混合基材の性状
本モデルで使用している各基材の性状については、精製装置の運転条件と同様に、石油精製プロセス（石油学会編）、JPEC 各種報告書等の文献および製油所実績データを参考に、設定した。
・軽油混合基材の未洗い軽油の硫黄分は、一律、1.2wt％とした。
・重油混合に供する各重油基材の RC（残油）、VR（減圧残油）の硫黄分は、重質、中質、HP（低硫黄原油）の 3 種類に分類し、硫黄分も各々設定した。
・IMO 船舶燃料低硫黄化検討を詳細に行うためには、アフリカ産軽質原油、シェールオイル、コンデンセート等の軽質及び超軽質原油の残油や、減圧残油の硫黄分を追加する必要があるが、本モデルに詳細には盛込まれてないので、軽質原油分類とする。
・最新実績のもとに、FCC および RFCC の LCO、および CLO の硫黄分を一律、LCO は 0.3、CLO を 1.08 とした。2020 年 1 月 1 日から IMO 船舶燃料の硫黄規制強化が開始されたことや、LCO 及び CLO の硫黄分は、A・C 重油の硫黄分仕上がり精度に影響するので、また、近年は(R)FCC 分解留分の硫黄分は低下しているので、モデルのチューニングで改良した。
次項に、石精 LP モデル改良の概要を述べる。

⑥「2020 年 SOx 規制適合船舶燃料油」対応モデル改良
・石油業界における船舶燃料油 SOx 規制対応
・海運側の主な要望事項は、主に次の 3 点である。
規制適合油の種類、安定供給の確保、適合油の品質の確保
・これに対して、石油業界の基本的な考えは、石油製品は連産品であり、需給－コスト－品質は、トレードオフの関係にあるので、供給性・経済性を考慮して、油種・品質を「2020 年 SOx 規制適合船舶燃料油使用手引書（2019 年 3 月 29 日）」に基づき、品質確保のための燃焼試験等を実施した。

・LSC 重油性状の調整性状

		HSC 重油		LSC 重油
硫黄分（規制値）	:	3.5 質量%以下	⇒	0.5 質量%以下
動粘度（50℃における）	:	150cSt 程度（実勢）	⇒	20cSt 程度以上

C 重油（残渣系）の動粘度の規格　JIS3 種 1 号：250cSt 以下

流動点	:	10℃以下（実勢）	⇒	30℃以下

C 重油（残渣系）の流動点の規格　JIS3 種 1 号：なし

・燃料油の性状変化の注意点

下記の注意事項について、夫々の対応を機器メーカー等と協力し検討することが必要としている。

－硫黄分低下：潤滑油のアルカリ成分（添加剤）のアルカリ余剰によるシリンダー異常摩耗発生の可能性

－動粘度低下：ポンプ能力低下、温度調整不適合が発生する可能性

－流動点上昇：ワックス析出等による配管やフィルターに詰まり、燃料油の移送困難が発生する可能性

⑦各製品の品質規格値

各製品の品質規格値は、JIS 規格以外に、精製各社、及び需要家ごとに多岐にわたり設定されているが、本モデルのチューニング及び将来ケースの試算においては主な品質規格に限って設定した。

⑧各タイプ製油所間の転送概念と各石精 LP モデル転送式の追加の是非と対応

・石油会社の生産計画の LP 目的関数は、「製品生産－原油購入－用役消費－半製品転送費－製品物流費」で利益最大となる最適解に基づいて生産活動を行っている。

一方、RING 組合の B、C、D タイプの石精 LP モデルは、各タイプ製油所の計算シートは個別に独立しており、各タイプ製油所間の転送費が LP の試算（プロフィットマックス）に反映されない。

各タイプ製油所モデルの留分モデル間に転送ルートを設けることで、現実の国内石油製品需給バランスをより反映した試算を行うことができる。

しかし、転送を LP エンジンの下に自動化すると、B、C、D タイプの独立したワンリファイナリーモデルを連結することになり、モデルの規模が大きくなることと、解の分析が複雑になる。

・BCD 間の半製品転送モデル式を組込むことの懸念

全国も石精モデルを BCD 統合 LP モデルとすると、本来の「見える化」の基本的考えから乖離することになる。また、各 B、C、D 製油所の各精製留分相互に半製品の転送モデル式を設定しなければならないが、転送モデルの影響が極めて敏感になり、かつ、現実と最適解が乖離することもある。

・地域別間の B、C、D 各ワンリファイナリーモデル間の実務経験者による転送表を策定

そこで、別途に、B、C、D タイプ製油所間の転送表を設定し、転送表を実務担当者とで毎年更新し、実務経験値と照合しつつ手入力で解を修正する試行錯誤を行うこととした。

転送ルートの設定は、以下の例の様な構造を加味して実績照合して策定した。

日本の製油所は、重油分解能力の低い B タイプ製油所に、パラキシレン製造装置や石化連携が多く、重油分解能力の高い C タイプ、D タイプ製油所は当該連携が少ない。

また、CD タイプは原油が重質で、パラキシレン原料のヘビーナフサ等が不足バランスである。

更に、リフォーメートは C･D タイプ製油所から B タイプ製油所へ、分解原料である重油留分は B タイプ製油所から C･D タイプ製油所へ転送が行われている。

⑨全国石精モデルの現実解と精度の確認（LP モデルのチューニング）

・LP モデルの同定（チューニング）

LP 化のもとになった全国石精モデルは 2014 年度の原油処理、二次装置稼働、石油製品生産実績で、全ての項目に対しほぼ±3%以内で同定できている。このように実績照合（チューニング）された LP モデルを諸々の検討に活用できる。

・同定操作

ワンリファイナリーモデルでは、原油処理から製品生産までの一連の連産品の流れを利益マックスの目的関数のもとに最適化演算した。

最適解（OPTIMAL)、不能解（INFEASIBLE)、発散解（NUMERICAL）の確認と現実離れのスーパーソリューションになってないかを確認する必要がある。

そこで、昨年度チューニングしたモデルで確認することとした。

各式の条件式値の入力（RHS 値)、各変数の上下限（BOUNDS）を入力して、最適化に係らない変数から上下限を設定して、若干の縛りを入れた。

この操作を試行錯誤して、目的関数に基づくソリューションの状態（STATUS）を現実の状態に近いものにした。

（1） 全国石化バランスモデルの設計と作成

石精サイトからも石化留分は生産供給されるが、石化製品の需給バランスを主に、石化モデルから試算する。その試算精度を向上させるため、石精モデル同様に、2020 年度は、2019 年実績データに基づき、チューニングを完了した全国モデルを使用した。

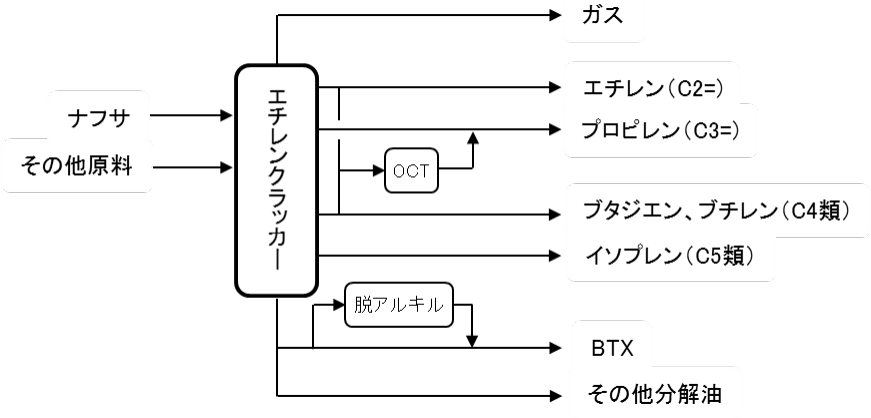
なお、石油精製からの石化製品生産量は増加しているので、石精モデルのチューニングに合せて石化モデルとの授受量を正確に反映する必要があり、石精モデルの精度アップ手順に合せて、全国石化モデルも試行錯誤で精度を上げた。以下に詳細を述べる。

①石化モデルの概要

・RING 石化モデルは、エチレンセンターを模擬的に表現するもので、中期における石化製品の需給インバランスを評価する。
・石化モデルは、国内 8 ヵ所のエチレンセンターを１エチレンセンターと見なして「ワンエチレンセンター」にモデル化しており、全国石化モデルで計算されるエチレン生産量が、日本のエチレン生産量に相当する。
・ワンエチレンセンターモデルは、ナフサ等の原料からエチレン、プロピレン、BTX 等の製品が生産される物の流れを表現する方法として、原料性状や装置得率に応じて各製品の生産量を計算する。石精モデルと違い、製品ブレンドがないため、ブレンドモデルは搭載しておらず、エクセル上に原料を入力するだけで物量バランスを詳細に試算できる。

図表 7.1.3 に、石化モデルのブロックフローを示す。

図表 7.1.3　石化モデルのブロックフロー



②石化モデル上での装置、原料、石化製品の定義

・石化モデルで対象とした装置

石油化学の上流に位置するエチレンセンターの装置構成に基づき、基礎化成品の主要装置をモデル化の対象とした。それぞれの石化工場における実際の装置や装置構成にはそれぞれ特徴があるが、本モデルでは装置構成は代表的なものを同一として分類した設備は同一性能を有するものとして、エチレン製造装置、C4 系、C5 系、BTX 系、OCT 系、脱アルキル系の各装置をモデル化した。

・石化モデルで対象とした原料分類

－エチレン製造装置の主原料であり、世界各地域から調達する輸入ナフサは、それぞれ性状が異なり装置の製品得率に影響する。

また、エチレンセンターによって、原料選択や運転条件等に関する考え方も異なる。

これら全てを本石化モデルに組込むことは現実的でないため、原油の分類と同様に、代表的な製品得率を用いてモデル化を行うこととした。

－エチレン製造装置の分解炉原料として、海外からの輸入原料（ナフサ、LPG）、石精からの持込み原料（ナフサ、LPG、灯軽油）及び、装置留出品を再度原料として使用するリサイクル原料を含め、13 種類の原料（C2、C3、3 種類の C4、輸入 LN、輸入 FRN、国産ナフサ、C5、ラフィネート、C9、灯油、軽油）をモデル化の対象として分類した。

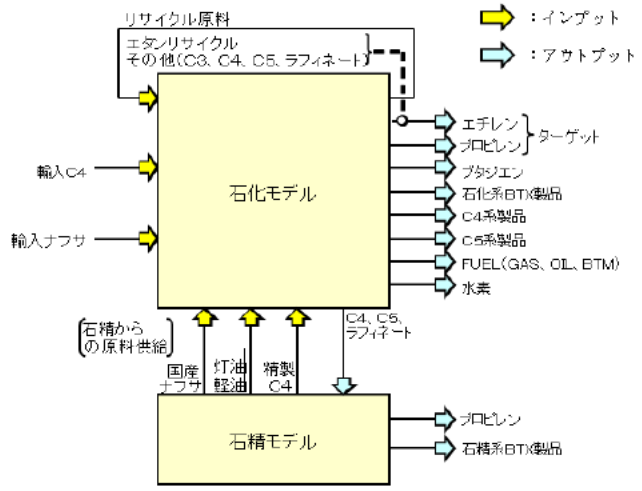
・石化製品の設定

日本のエチレンセンターで生産される石化製品は、オレフィン類（エチレン、プロピレン等）、C4、C5 オレフィン類、BTX 等であるが、需要家毎に様々な製品規格が設定されている場合が多い。これらを全て石化モデルに組込むことは現実的でないため、以下に示す製品に分類してモデル化を行った。

なお、石精 LP モデルからも生産されるプロピレンや BTX 等は、本調査で課題とする需給不均衡に対し、石精及び石化の連携による対応策を考える上で要となる留分であるから、石精 LP モデルとの連結を明確にして試算を実施している。

図表 7.1.4 に、石化バランスモデルで対象とした原料や石化製品、計算の流れを示す。

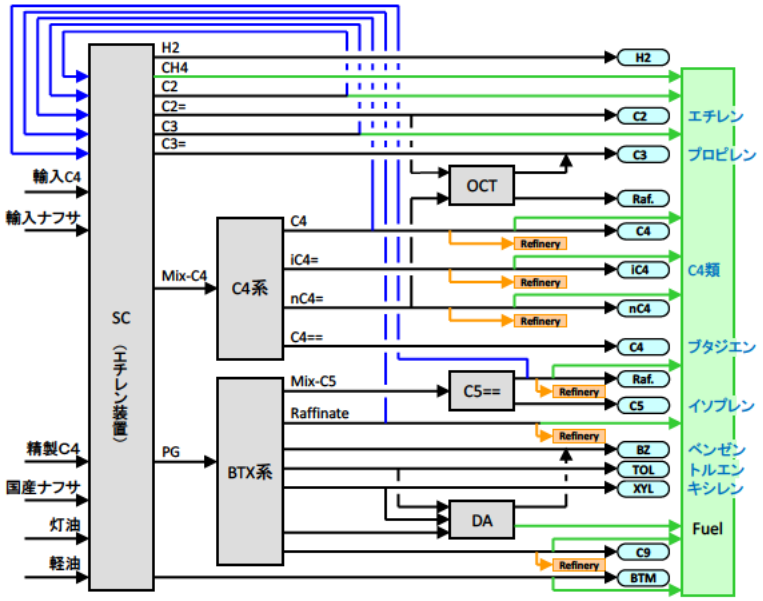
図表 7.1.4　石化モデルで対象とした原料や石化製品、計算の流れ



オレフィン類：エチレン（C2=)、プロピレン（C3=)
C4 オレフィン類:n-ブテン(C4=)、ブタジエン(C4==)、C5 オレフィン類:イソプレン(C5==)、
BTX：ベンゼン（C6A)、トルエン（C7A)、キシレン（C8A)

③石化バランスモデルのフロー
　石化モデルの概略フローを図表 7.1.5 に示す。

図表 7.1.5　石化モデルの概略フロー



④石化モデルの各装置の運転条件と得率（本項では記載せず。）
・エチレン製造装置
　エチレンセンターの中核であるエチレン製造装置をエクセルシート上にモデル化しており、各原料の分解得率に応じて各留出量を計算する。
　日本のエチレン原料は、ナフサ比率が 9 割以上と高い。その内訳は製油所からの国産ナフ

サや、世界各地からの輸入ナフサである。そのため、製品はエチレン、プロピレンだけでなく、C4 オレフィン（ブタジエンを主とするミックス C4)、炭素数 C5 以上の熱分解ガソリン（TCG）が高い得率で含まれる。

エチレン製造装置における 13 種類の原料（C2、C3、C4、C4＝、輸入 C4、国産 LN、輸入 LN、C5、ラフィネート、FRN、C9、灯油、軽油）の得率を設定した。

・C4 処理系

C4 処理系では、エチレン製造装置から留出した C4 類からブタジエンを抽出し、残りの C4 ラフィネートを成分毎に分離し、OCT 装置等の下流の装置群に引き渡す役割を持たせた。C4 処理系での得率について、石精からの持込み FCC ブテン（FCC 装置のブテン類を多く含む留分）も含める。

なお、OCT を有する石化工場では、C4 ラフィネートや FCC ブテン中の n-ブテンとエチレンとを反応させてプロピレンを製造しているので、このプロピレン生産量を反映できるようモデルに OCT を追加している。

・BTX 系

BTX 系ではエチレン分解炉からの分解ガソリンおよび接触改質装置からの改質ガソリンや、石炭系からの粗ベンゼンを原料にして、スルフォラン装置により BTX を抽出･分離回収する装置として定義する。ただし、石炭系のベンゼン生産実績に対しては、昨年に引続き信頼できる公表値を使用した。

本モデルでは分解ガソリン及び改質ガソリンの BTX の得率はプールして PG1 として表している。BTX 系での得率も設定した。

そのほか、脱アルキル反応によるベンゼン製造をモデルに反映し、BTX 生産量を計算するスキームとした。

⑥2020 年度試算用の全国石化バランスモデルの精度確認（チューニング）

・2019 年実績データの特徴及びモデルへの反映

石化モデルには、2019 年実績データ等を反映させた。

2019 年もエチレン需要が堅調であることから、各社ともエチレン最大生産モードで操業している。エチレンセンターのプロピレン/エチレン比も 0.67 と低い実績値である。

そこで、モデルにはエチレン生産最大化を選択した。

なお、石化バランスモデルは、エチレン最大モード、プロピレン最大モードが調整可能なモデルになっており、例年試算年の需要に応じた使分けを行う。

・全国石化バランスモデルの 2019 年実績による精度確認

主要な石化製品生産量を、精度よく把握できるかにポイントを置いて整備を進める必要があり、今年度試算も、新規装置の導入等はないため、石化バランスモデルの構造は変更していない。また、対象の石化製品のインバランスを評価するためには、石化モデルはもとより、石精モデルからの生産分が重要で、試算についても十分に連携配慮しながら精度確認を実施した。

公表されている 2019 年実績データを用い 2019 年度検討用モデルの精度確認を実施した。

⑦目的生産量に対する合せこみ

エチレン、プロピレンの生産量を目的生産量として、2019 年の生産量実績を初期値とし、

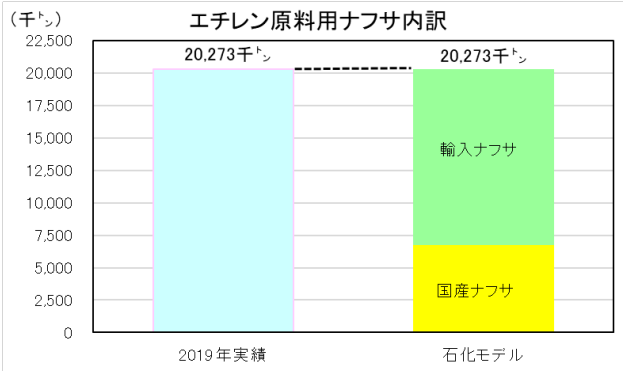
調整し合せこむ。なお、プロピレンは石精モデルからの生産も加える。

・エチレン原料用ナフサの確認

2019 年のエチレン用原料ナフサ実績及び輸入ナフサ通関実績を基に、国産ナフサ、輸入ナフサ量を算定し、エチレン･プロピレン生産量との合せこみを行った。その結果、この石化モデルによる原料評価の試算を精度よく実施できることを確認した。

エチレン原料用ナフサの内訳を図表 7.1.6 に示す。

図表 7.1.6　エチレン原料用ナフサの内訳

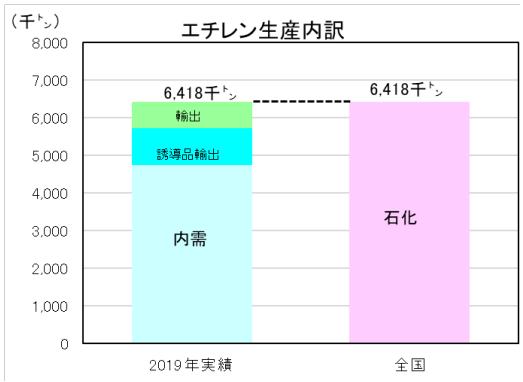


・エチレンの合せこみ

初期値を入力した状態より、エチレン生産実績に合うように調整を実施した。

今回のチューニングでは、微調整で精度よく合せこみできている（図表 7.1.7 参照)。

図表 7.1.7　2019 年エチレン生産内訳



・プロピレンの合せこみ

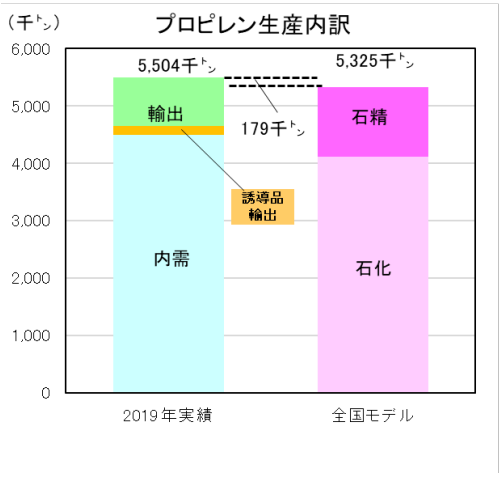
エチレンと同様に入力データを調整し、エチレン生産量を維持しつつプロピレン生産量の合せこみを実施した。

まず、エチレンセンター（FCC プロピレンのセンターへの持込みは除く）からの 2019 年の生産実績 4,300 千トンに対し、4,121 千トンと良好にプロピレン生産量を合致できた。

石油精製側でのプロピレン生産量については、昨年同様石化品ベースの数量に見合うように純度補正係数で調整する方式とした。

プロピレンの内需と生産の内訳を、図表 7.1.8 にまとめる。

図表 7.1.8 プロピレン生産内訳



＜プロピレン生産実績とモデル対比＞

	2019年実績 千トン	石化モデル 千トン	対比 %
全国	5,504	5,325	96.7
3地域計	4,300	4,121	95.8
関東	2,425	2,332	96.2
中部	293	319	108.9
瀬戸内	1,582	1,470	92.9

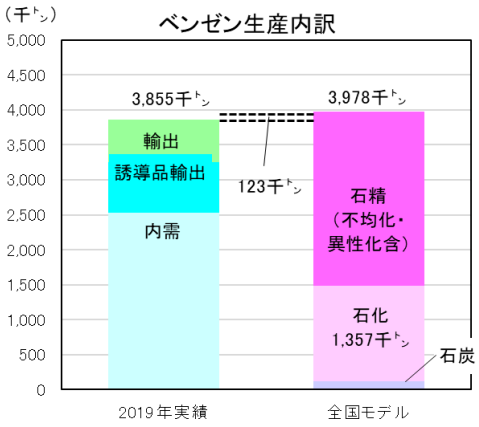
エチレン
センター実績
FCC生産除き

⑦主要石化製品の試算精度の確認結果

・エチレン、プロピレンの合せこみを完了したモデルにより、その他の主要石化製品に　ついても試算に問題はないか、ベンゼン、キシレン、ブタジエンの検証を実施した。
トルエンについては、石化での留出量が少ないこと及び石精でのガソリンブレンド等の僅かな誤差によっても、精度が大きく変化することから、ここでは検証を割愛した。

・ベンゼン需要と生産量バランスの確認
2019 年度全国ベンゼン生産実績に対して、石化側のベンゼン生産量は全体の 3 分の 1 程度であり、石精からの生産量がはるかに大きくなっている。2019 年実績では、エチレンセンターからのベンゼン生産量は、1,357 千トンであり、石化バランスモデル試算の 1,357 千トンとほぼ同等の結果となった。石精側のベンゼン生産量を加えても生産実績に対し、誤差 3.2%（123 千トン）とほぼ問題ない精度を確認できた。ベンゼン生産内訳を図表 7.1.9 に示す。

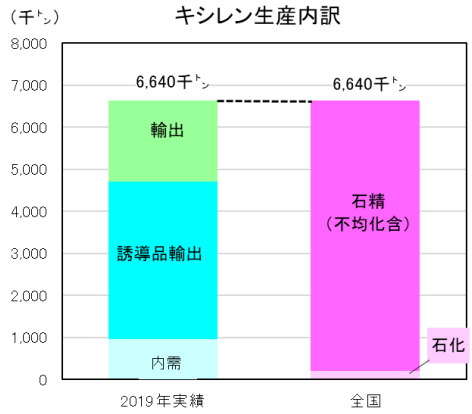
図表 7.1.9　ベンゼン生産内訳



・キシレンの需要と生産量バランスの確認
ミックスキシレンの需要は、パラキシレン生産用がほとんどである。
エチレン製造装置から留出するキシレンは、スチレンやエチルベンゼン比率が高いためパラキシレン原料には不向きであるからまず使用されない。また、生産量も僅かであるため、石化バランスモデルのキシレン生産への影響は非常に小さい。

キシレン生産内訳を図表 7.1.10 に示す。

図表 7.1.10　キシレン生産内訳



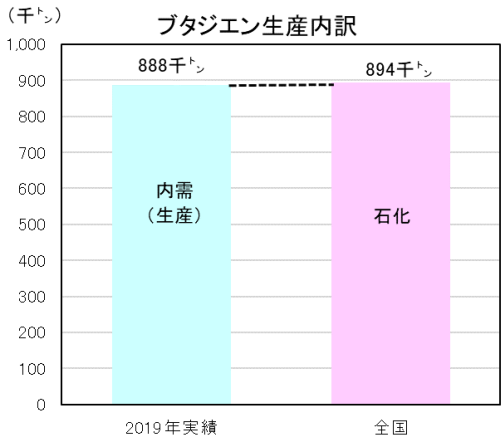
・ブタジエンの需要と生産量バランスの確認

ブタジエンはエチレン製造装置からの留出する C4 類から抽出することで製造される。

2016 年度に C4 類中のブタジエン収率の見直しをし、過剰生産量の調整を行った。

今年度は、2019 年の生産実績 888 千トンに対し、石化バランスモデルでは、894 千トンであり、誤差 0.7%と精度良く試算できている。ブタジエン生産内訳を図表 7.1.11 に示す。

図表 7.1.11　ブタジエン生産内訳



・石精及び石化製品生産量のモデル精度確認結果のまとめ

石化製品に関する石化モデル及び石精 LP モデルの試算については、実績を精度よくトレースできることが確認できた。

前年度同様に石精からの石化品製造が今後のインバランス評価へ影響することが伺われる。精度確認結果をまとめたものについては、図表 7.1.12 に示す。

図表 7.1.12　2019 年度実績による石化バランスモデルの精度確認結果

	2019年			
	実績 千トン	モデル 千トン	対比 %	留出装置
エチレン	6,418	6,418	100.0	クラッカー
プロピレン	4,300 （5,504）	4,121 （5,325）	95.8 （96.7）	クラッカー、OCT （FCC含）
ブタジエン	888	894	100.7	クラッカー
ベンゼン	※1,357 （3,855）	1,357 （3,978）	100.0 （103.2）	クラッカー （リフォーマー、不均化、異性化、石炭含）
キシレン	※208 （6,640）	208 （6,640）	100.0 （100.0）	クラッカー （リフォーマー、不均化含）
原料ナフサ	20,273	20,273	100.0	クラッカー

※ベンゼン、キシレンの実績はエチレン製造装置原料実績データからの推算値

７．２ 全国石精 LP 及び石化モデル需給試算の手順、要生産量設定と試算結果

７．２．１　原油処理量設定の全国石精 LP モデルと石化バランスモデルの試算手順

（１） 今年度の石精 LP モデル試算では、2 ケースを設定

①現状の原油処理を維持したケース（以下、原油処理現状維持ケース）

内需減少を輸出等で補填し、2019 年度末（エネルギー供給構造高度化法 2 次告示施行後）の原油処理能力を維持することで、規模の減少による国際競争力の低下を阻止する狙いで、一般輸出を要生産量に増加するケースを設定した。すなわち、2024 年度の原油処理量を 2019 年度実績と同等とし、かつ、揮発油生産も 2019 年度実績と同等とした。

②揮発油要生産量を下限維持に設定（以下、揮発油需要見合いケース）

揮発油要生産量に見合う量で、原油処理量を選択させた。減少する揮発油の要生産量だけを全うするように、利益最大で LP 試算されるので、原油処理現状維持ケースよりも原油処理量他は減少する。

（２） 石精及び石化モデルの要生産量設定

・石油製品及び石化製品の 2024 年度における需給バランスは、製油所の B･C･D タイプと石化の計 4 つのシングル LP モデルを使って試算を行う。
・需要側では、2024 年度の燃料油や石化製品の需要想定に基づき、「それぞれの製品の要生産量」を設定する。

（３） 全国石精 LP モデル試算手順

供給側は石精 LP モデルにより、稼働率に応じて C･D タイプ製油所での生産量を優先して算出する。そして、全国の要生産量から C･D タイプ製油所の生産量を差引いた残りを、B タイプ製油所の要生産量として設定する。次に、製油所の稼働量に比例して石化製品の要生産量等を分配する。

（４） 石油化学モデルの試算方法

基本的に昨年度の流れと同様である。

・エチレン装置の稼働量設定

石油化学の装置は、石化製品の要生産量に対し、そのまま得率に相応して石化装置の稼働量を決定することで、エチレン製造装置のナフサ等のチャージ量を決定する。

以上により、2024 年度の燃料油、石化製品の要生産量に対する過不足や、二次装置の余力が算出される。

・石精－石化間の留分相互授受量のモデル設定

石精、石化の 2 つのモデル間では、相互授受する留分量を決定し、その量を石化モデルの入力条件にも反映させ、調整して連携を図る。

例えば、製油所で留出するライトナフサは、ガソリン基材混合後の残りが全てエチレン製造装置原料として使用される。FCC 装置から留出する FCC-C4 の一部は OCT 装置等の原料となる。これら留分の授受によって、石化製品の生産量が変化する。

一方で、エチレン製造装置等からの留分の一部もガソリン基材等に使用する。石精側も混合試算調整を繰返して最終解に収束する。

したがって、需要の減少により製油所の稼働が変化すると、石化装置の稼働にもその影響が及ぶことになる。

７．２．２　要生産量と生産量の定義、石油製品の要生産量の設定方法

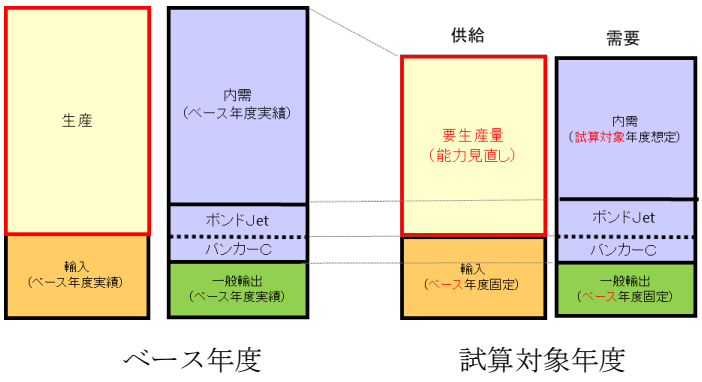
（１）　要生産量と生産量の定義

①要生産量：需要想定量と供給をバランスさせるため、製油所で生産が必要な量

②生産量　：製油所で生産可能な量、之は、本モデル試算からの解である。

図表 7.2.1 の模式図のとおり、輸入量及び輸出量を固定する。

図表 7.2.1　石油製品の需要と供給がバランス状態の模式図



（２）　石油製品の要生産量の設定方法

需要と供給の量について、ベースとなる年度と試算検討対象年度とでは、内需や輸出入等の量が異なるため、それぞれに設定する必要がある。

ここで、需要を構成するものは、内需、ボンド JET、バンカーC 重油、一般輸出であり、その需要を満たすための供給手段は、生産と輸入である。

需要と供給をバランスさせるために製油所で生産が必要な量を要生産量と定義すると、図 7.2.2 に示す式により各製品の要生産量が導かれる。

要生産量の計算式の右辺は、内需の項以外は輸出入の項であり、2 種類の輸出入を定義したジェット燃料と C 重油については、それぞれ以下のように区別して扱っている。

①ボンド JET、バンカーC 重油

所定量の確保を前提とする製品で、日本で給油が行われる国際線･航空機用のボンド JET、国際船舶用のバンカーC 重油の 2 製品を対象とした。

いずれも、日本国内の基地で給油されるので、確実な内需相当として扱われる。

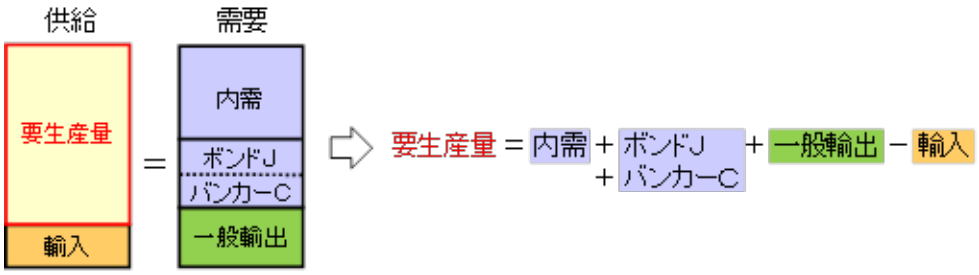
ただし、いずれも国外への給油である。

2020 年以降は、IMO 船舶燃料硫黄分が 0.5 以下になるため、低硫黄製品の供給可能規模及び価格によっては、需要量が増加する可能性もある。

②一般輸出、輸入

所定量の確保を前提としない製品で、需給バランスにより余剰又は不足となる場合には、量の減少又は増加といった調整代になり得る、主に 10ppm 軽油及びガソリンを対象とする。

図表 7.2.2　石油製品の要生産量の計算式



７．２．３　2024 年度の全国石油製品の需要想定と要生産量の算出

（１）　2024 年度の全国石油製品の需要想定

2024 年度想定の前提条件の要旨を以下に示す。

石油製品の内需は、従来 METI 石油製品需要想定検討会報告に基づき想定したが、本年度は新型コロナウイルス感染影響のため、見送りとなった為、昨年想定の伸び率を維持するとして策定した（図表 7.2.3 参照）。

なお、需要想定に記載のない C 重油は、石炭･LNG 火力の新増設に伴う燃料転換の進展によって減少することを想定して、2024 年度の一般と電力向けを合せた内需を 6.0 百万 kL/年と RING にて想定した。

・2019 年度から 2024 年度の各製品の減少量を右端に示すとおり、ジェット、灯油、軽油の中間 3 品は、1.2 百万 KL 程度の微減である一方、ガソリンは、5.2 百万 KL の大幅な減少で、下止まりの気配はない。

・燃料油全体では、8.7 百万 KL の減少で、TOP 適正稼働量：330 日/365 日＝90.4%、TOP の石油製品得率（ナフサ含む）＝93.2%とすると、TOP 適正稼働率換算で、▲18 万 BD の減少になる。

2019 年度 3 月末 TOP 能力は 340.4 万 BD であり、概算では 2024 年度の TOP 適性稼働量は

約 325 万 BD となる。今年度試算で詳細バランスと課題を抽出する。

図表 7.2.3　2020～2024 年度石油需要見通し

［単位 百万kL］

	実績(見込)	見通し					年率	2019度
	R1	R2	R3	R4	R5	R6		
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	(%/年)	2024年度対比
ガソリン	49.1	48.0	47.0	45.9	44.9	43.9	▲ 2.2	(−5.2)
ナフサ	42.5	42.3	42.1	41.9	41.7	41.5	▲ 0.5	(−1.1)
ジェット	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	▲ 0.1	(0.0)
灯油	13.6	13.4	13.1	12.9	12.6	12.4	▲ 1.9	(−1.2)
軽油	33.7	33.7	33.7	33.7	33.7	33.7	▲ 0.0	(0.0)
A重油	10.2	9.8	9.5	9.2	8.8	8.5	▲ 3.4	(−1.6)
C重油	7.4	6.6	6.4	6.2	6.1	6.0	▲ 4.2	(−1.4)
一般用	4.1	3.9	3.7	3.6	3.4	3.3	▲ 4.2	(−0.8)
電力用	3.3	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	▲ 4.0	(−0.7)
燃料油計	161.6	158.9	156.9	154.9	152.9	152.9	▲ 1.1	(−8.7)

（出所）石油産業を含む民間による需要想定。経済産業省　総合資源エネルギー調査会資源・燃料分科会　石油・天然ガス小委員会　石油市場動向調査ワーキンググループによる「2019～2023 年度石油製品需要見通し燃料油編」を 「METI 石油製品需要想定検討会」報告と略す。
2024 年見通し及び電力用Ｃ重油は、RING 想定値。

（２）　各燃料油の内需実績及び想定推移

図表 7.2.4 に、各燃料油の内需実績及び想定推移を示す。基本的にコロナ影響は長期的には回復するとした。

①ガソリン

乗用車走行距離の減少及び燃費改善等のトレンドが継続し、年率▲2.2%の減少となる。なお、EV・PHV 等次世代乗用車については政府のロードマップに基づいた販売台数想定からガソリン需要減少要因として考慮されている。

②ナフサ

長期的にみると、米国からアジア市場へのエタンベースのポリエチレン流入により、日本からのエチレンモノマー輸出が減少し、それに伴いエチレン生産も緩やかに減少する見込みである。

加えて、エチレン原料としてシェール由来の LPG 使用率増加も見込まれる。BTX 用については、海外需要は引続き堅調であるものの、中国の大規模プラント建設等に伴うアジア市場の需給緩和によって、日本からの輸出の伸びは抑制され、生産は微減で推移する見込みである。

これらをトータルして、年率▲0.5%の減少となる。

③ジェット

航空需要は経済成長に伴い引き続き微増が見込まれるものの、省エネ機材への更新に伴う燃費改善により、年率▲0.1%の比較的小さな減少となる。

④灯油

今後の気温の推移は例年並みが見込まれ、各産業における燃料転換や効率改善の進展や民生用の暖房・給湯エネルギー源の転換が継続することにより、年率▲1.9%の減少となる。

⑤軽油

トラックの EV 化については航続距離等の技術的課題があるため 2024 年度までは限定的な利用に留まる想定である。堅調な経済成長に下支えされ、貨物輸送量はほぼ横ばいで推移が見込まれる。年率＋0.0%で推移する見通し。

⑥A 重油

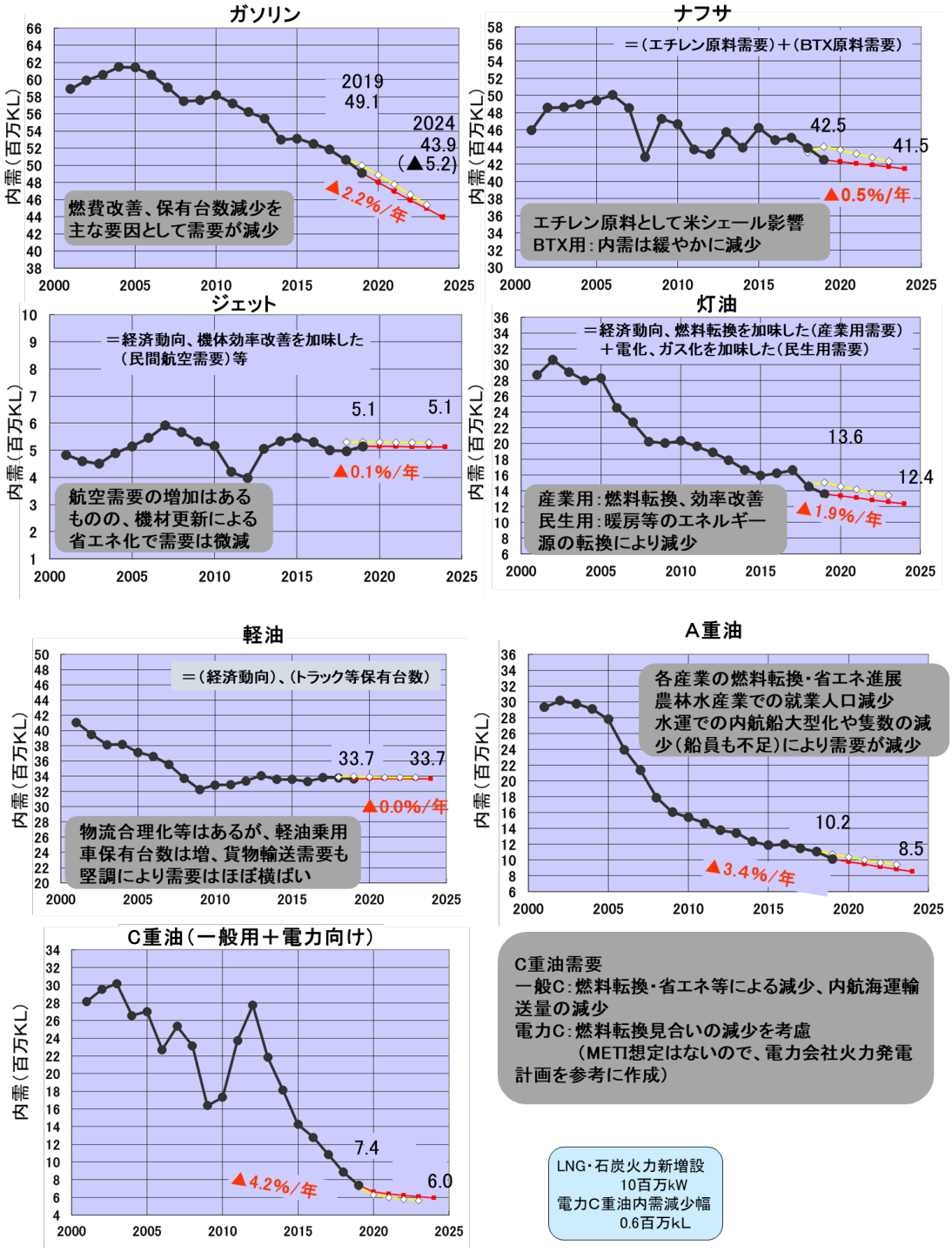
鉱工業における燃料転換や省エネ進展、農林水産業での高齢化の進行や就業人口の減少に伴う生産活動の低下、水運における内航船の大型化や船員の減少等による隻数の減少の要因により、全体として年率▲3.4%の減少となる。

⑦C 重油

一般 C 重油においては、鉱工業における燃料転換や省エネ進展、水運では内航海運輸送量の減少により、年率▲4.2%の減少となる。

電力 C 重油の需要想定はなされてないので、電力各社の火力発電計画のもとに、RING にて需要想定を行った。電力各社供給計画及び電気事業連合会資料では、石油火力は廃止、停止計画だけでリプレースの計画は全くない。LNG や石炭への燃料転換見合いの減少により、年率▲4.0%の減少とした。C 重油トータルでは年率▲4.2%の減少となる。

図表 7.2.4 各燃料油の内需実績及び想定推移



（出所）2020 年度 RING

（３） 石油製品の輸出量想定

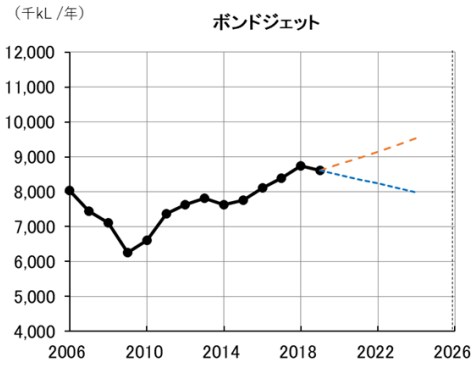
日本での給油は、国際線（旅客・貨物）と国際船舶に限られる。

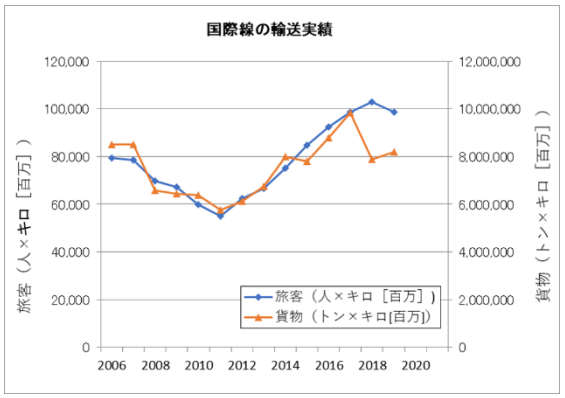
①ボンドジェット燃料

国際線輸送実績では、貨物輸送量が旅客と乖離傾向が認められ、2019 年度終盤からコロナ感染の影響が顕在化した。機材の更新による省エネ効果・燃費改善とコロナ感染影響も

考慮し、直近 3 か年の伸び率（微減傾向）継続とし 2024 年度は 7,989 千 KL とした。（図表 7.2.5 参照）。

図表 7.2.5　ボンドジェット燃料の需要実績及び想定推移





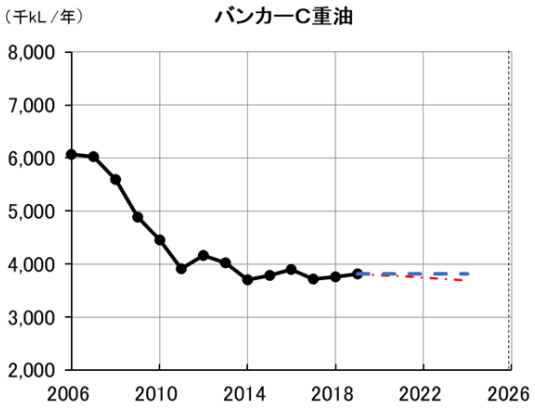
（出所）国土交通省航空輸送統計年報

②ボンド C 重油

2019 年度以降、3 年平均の伸び率継続で微減傾向、2024 年度想定は 3,697 千 KL とした（図表 7.2.6 参照）。

IMO 船舶燃料油の硫黄分規制が 2020 年 1 月 1 日実施されている。バンカーC 重油の硫黄分は、3.5wt%から 0.5wt%に、1.0wt%から 0.5 wt%にそれぞれ低硫黄化した。

図表 7.2.6　バンカーC 重油の需要実績及び想定推移



（出所）2020 年石連統計資料及び資源・エネルギー統計資料

③一般輸出および輸入

公表されている需要想定はないため、2019 年度実績で横ばいとした。

（4）　2024 年度の全国石油製品の要生産量設定（輸出入一定ケース）

図表 7.2.7 に、内需減退かつ 2019 年度輸出入を一定とした場合の要生産量＝内需―輸入＋輸出で試算した。なお、2019 年度末の TOP 能力を維持するための追加輸出量を加えた要生産量を下表に示す。

図表 7.2.7　2024 年度の内需想定と原油処理維持のための輸出追加量

2024 年度の全国石油製品の内需想定と要生産量（輸出入一定ケース）

	2019年度実績（千KL）【見込み】				2024年度想定（千KL）			
	内需	輸入	輸出	生産量	内需	輸入	輸出	要生産量
揮発油高級 揮発油並級	49,107	2,470	3,117	49,755	43,938	2,470	3,117	44,586
ナフサ	42,525	26,416	3	16,112	41,472	26,416	3	15,059
ジェット （ボンド）	5,146	210	1,991 (8,617)	15,545	5,121	210	1,991 (7,989)	14,891
灯油	13,621	1,561	996	13,057	12,376	1,561	996	11,811
軽油	33,657	797	9,102	41,962	33,657	797	9,102	41,962
LSA重油 MSA重油	10,156	123	1,776	11,809	8,543	123	1,776	10,196
LSC重油 MSC重油 HSC重油 （バンカー）	7,394 一般＋電力	457	4,165 (3,819)	14,921	5,955 一般＋電力	457	4,165 (3,697)	13,360
合計	161,606	32,033	33,586	163,159	151,061	32,033	32,835	151,864
参照	2019年度実績見込み				想定値	2019年度横ばい		計算値

2024 年度石油製品の要生産量（原油処理維持ケースの追加輸出量）

	2019年度実績（千KL）【見込み】				2024年度想定（千KL）				
	内需	輸入	輸出	生産量	生産量維持	内需	輸入	輸出	要追加輸出
揮発油高級 揮発油並級	49,107	2,470	3,117	49,755	49,755	43,938	2,470	3,117	5,169
ナフサ	42,525	26,416	3	16,112	16,112	41,472	26,416	3	1,053
ジェット （ボンド）	5,146	210	1,991 (8,617)	15,545	15,545	5,121	210	1,991 (7,989)	654
灯油	13,621	1,561	996	13,057	13,057	12,376	1,561	996	1,246
軽油	33,657	797	9,102	41,962	41,962	33,657	797	9,102	0
LSA重油 MSA重油	10,156	123	1,776	11,809	11,809	8,543	123	1,776	1,613
LSC重油 MSC重油 HSC重油 （バンカー）	7,394 一般＋電力	457	4,165 (3,819)	14,921	14,921	5,955 一般＋電力	457	4,165 (3,697)	1,561
合計	161,606	32,033	33,586	163,159	163,159	151,061	32,033	32,835	11,296
参照	2019年度実績見込み					想定値	2019年度横ばい		計算値

（出所）　METI 石油製品需要想定、石連統計等より RING 作成

（５）　２次精製設備高度化法後の TOP 原油処理能力

①高度化法２次告示対応後の 2019 年４月時点で集計した製油所の各タイプの装置構成、分類した製油所名、主要装置の能力を図表 7.2.8 に示す。

なお、製油所名のカッコは、現在、TOP を停止して、二次装置稼働あり製油所を示す。

ENEOS 根岸熱分解は控除、REF には異性化装置を含めてない。

図表 7.2.8　製油所のタイプ別製油所名と主要装置能力（2019 年度実績）

タイプ	設備構成	製油所名	CDU（千BD）	FCC（千BD）	REF（千BD）	COKER（千BD）
Bタイプ	VGO-FCC	ENEOS鹿島、(知多)、大阪、堺、和歌山 コスモ千葉、四日市 西部山口 出光千葉、(徳山)	1,148	294	244	0
Cタイプ	RFCC	ENEOS仙台、千葉、根岸、大分 昭和四日市 太陽四国 出光北海道、愛知	1,383	361	280	0
Dタイプ	熱分解装置	ENEOS川崎、水島、麻里布 コスモ堺、東亜京浜 富士袖ヶ浦	988	325	180	141
合計			3,519	980	703	141

②2024 年度試算用のタイプ別製油所主要装置の能力

2024 年度需給試算前提では 2019 年 4 月時点の主要装置能力から、大阪国際石油（ENEOS）の装置能力を削減した。（図表 7.2.9 参照）

図表 7.2.9　製油所のタイプ別製油所名と主要装置能力（2024 年度試算用）

タイプ	設備構成	製油所名	CDU（千BD）	FCC（千BD）	REF（千BD）	COKER（千BD）
Bタイプ	VGO-FCC	ENEOS鹿島、(知多)、堺、和歌山 コスモ千葉、四日市 西部山口 出光千葉、(徳山)	1,033	265	227	0
Cタイプ	RFCC	ENEOS仙台、千葉、根岸、大分 昭和四日市 太陽四国 出光北海道、愛知	1,383	361	280	0
Dタイプ	熱分解装置	ENEOS川崎、水島、麻里布 コスモ堺、東亜京浜 富士袖ヶ浦	988	325	180	141
合計			3,404	951	686	141

７．２．４　全国石精 LP モデルによる 2024 年度の試算結果、輸出量の考察

2024 年度全国石精モデルによる試算結果と解析を以下に述べる。ここで、設備の適正稼働率、及び装置余力の単位前提は下記のとおりとする。

・COKER、RDS の年間適正稼働日数：310 日とした。365 日ベースでは、85%となる。

・COKER、RDS を除く全ての装置の年間適正稼働日数：330 日とした。365 日ベースでは、90%となる。
・330 日ベースの稼働率：実稼働量（BBL）を公称能力（BD）×330 日で除した値
・装置能力余力：公称能力（BD）×（１－330 日ベースの稼働率）

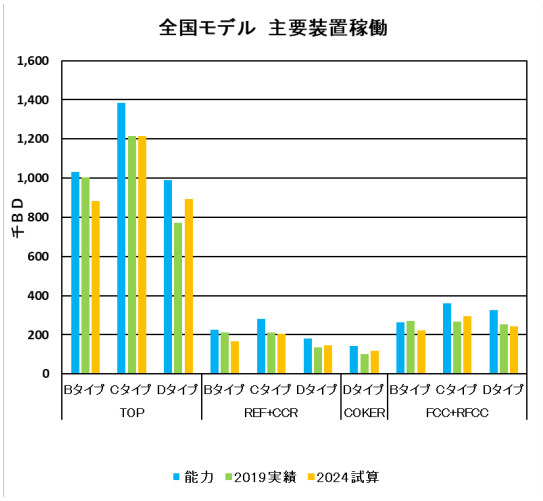
（１） 2024 年度の B、C、D タイプ製油所の主要装置稼働率
①B、C、D 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 7.2.10 にまとめる。

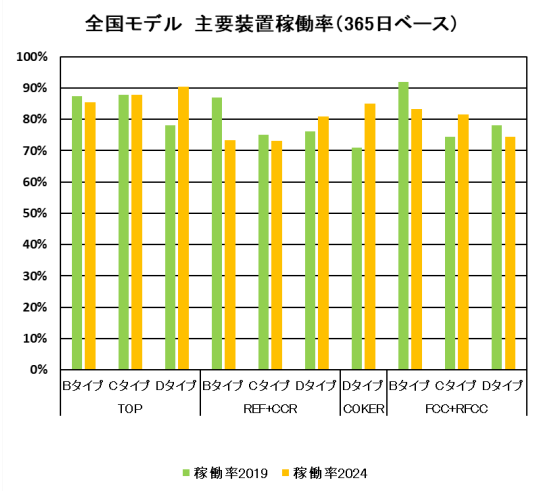
②原油処理現状維持ケース（原油処理量設定）と揮発油需要見合いケース（揮発油設定）による主要装置稼働率の比較
・原油処理現状維持ケースは、2019 年度実績の原油処理量を 2024 年度も維持するものとして試算した。
・その際の常圧蒸留装置稼働は、D タイプはフル稼働、C タイプは 2019 年度実績、B タイプは実績の原油処理量になるようにバランスという調整方法で行った。
・一方、揮発油需要見合いケースでは、C,D タイプは原油処理現状維持ケースと同様の原油処理量にして、揮発油需要見合いになる様に、B タイプにて調整する試算とした。
原油処理現状維持ケースは、揮発油生産量等も増えるので、輸出必要量が揮発油需要見合いケースよりも増えることになる。
詳細は、次項の生産バランスで比較分析する。

図表 7.2.10　2024 年度全国石精 LP モデルの試算結果
原油処理量設定－B,C,D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	1,033	1,383	988	227	280	180	141	265	361	325
2024試算	882	1,214	893	166	205	145	120	221	295	242
稼働率(365日)	85%	88%	90%	73%	73%	81%	85%	83%	82%	74%

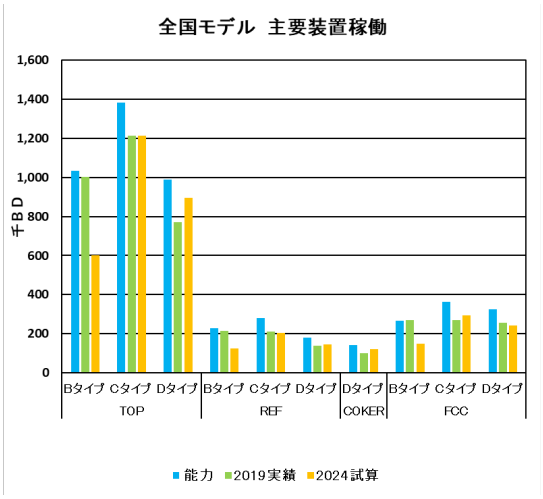


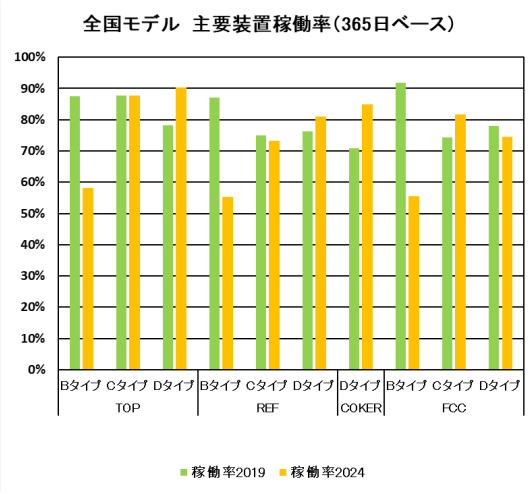


揮発油要生産量設定－B,C,D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	1,033	1,383	988	227	280	180	141	265	361	325
2024試算	601	1,214	893	125	205	145	120	147	295	242
稼働率（365日）	58%	88%	90%	55%	73%	81%	85%	55%	82%	74%





（２） 各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①B タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.2.11 に示す。

・常圧蒸留装置（TOP）は、2024 年度に想定される 103.3 万 BPD の原油処理能力（公称能力）に対し、94%稼働になる。揮発油の要生産量が制約されてないので、年間 330 日ベースの稼働率は、FCC は 92%、REF は 81%の高稼働率を維持することになった。

・一方､揮発油需要見合いケースの揮発油の需要減の影響による生産量制約がかかった 2024 年度試算結果では、年間 330 日ベースの稼働率は、TOP64%、FCC61%、61%と B タイプの装置稼働率は低下する。

図表 7.2.11 2024 年度の試算結果 B タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

2024 年度 B タイプ試算結果：原油処理量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			58,247	100%	51,200	100%
生産量	揮発油		16,342	28%	14,162	28%
	ナフサ		6,181	11%	7,395	14%
	灯油	JET	6,007		4,574	
		灯油	4,249		2,345	
		小計	10,256	18%	6,919	14%
	軽油	軽油	13,329		14,995	
		A重油	3,428		4,186	
		小計	16,757	29%	19,180	37%
	C重油		5,355	9%	3,202	6%
	燃料油計		54,892	94%	50,859	99%
	LPG、副製品		4,528	8%	4,959	10%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,173	▲2%	▲4,617	▲9%
	総計		58,247	100%	51,200	100%
稼働率	TOP		97%（330日）	87%（365日）	94%（330日）	85%（365日）
	FCC		102%（330日）	92%（365日）	92%（330日）	83%（365日）
	REF		96%（330日）	87%（365日）	81%（330日）	73%（365日）

2024 年度 B タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			58,247	100%	34,885	100%
生産量	揮発油		16,342	28%	9,787	28%
	ナフサ		6,181	11%	6,272	18%
	灯油	JET	6,007		3,962	
		灯油	4,249		2,345	
		小計	10,256	18%	6,307	18%
	軽油	軽油	13,329		8,763	
		A重油	3,428		2,675	
		小計	16,757	29%	11,437	33%
	C重油		5,355	9%	2,074	6%
	燃料油計		54,892	94%	35,877	103%
	LPG、副製品		4,528	8%	3,679	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,173	▲2%	▲4,672	▲13%
	総計		58,247	100%	34,885	100%
稼働率	TOP		97%（330日）	87%（365日）	64%（330日）	58%（365日）
	FCC		102%（330日）	92%（365日）	61%（330日）	55%（365日）
	REF		96%（330日）	87%（365日）	61%（330日）	55%（365日）

②C タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.2.12 に示す。

・常圧蒸留装置（TOP）は、2019 年度実績ベース維持のため、2024 年度に想定される 138.3 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 97%とフルではない。
・TOP 以外の C タイプの主要装置は、RFCC は 90%、 REF は 81%と高稼働率を維持することになる。

・DSAR（直脱 LSC 重油）は RFCC フィードに 7,629 千 kl、FCC に 0 千 kl、LSC 重油混合基材として 2,650 千 KL 使用されている。

CLO の全量を LSC 重油として製品化するために、本 LP では RFCC 稼働率はフル稼働とならない。LSC 重油の硫黄分は上限（0.5wt%）に張付くが、粘度は 49.3cst で下限の 20cst にいたらない。このようなことから硫黄分を調整するために本来 RFCC の原料である DSAR を LSC 重油の混合基材とせざるを得ない結果となっている。

図表 7.2.12　2024 年度の試算結果　C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

2024 年度 C タイプ試算結果：原油処理量設定 2024 年度 C タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			70,475	100%	70,475	100%
生産量	揮発油		18,758	27%	18,758	27%
	ナフサ		6,084	9%	7,738	11%
	灯油	JET	5,132		5,132	
		灯油	5,962		5,962	
		小計	11,094	16%	11,094	16%
	軽油	軽油	17,458		20,684	
		A重油	4,603		2,564	
		小計	22,062	31%	23,248	33%
	C重油		6,040	9%	5,468	8%
	燃料油計		64,037	91%	66,306	94%
	LPG、副製品		4,864	7%	5,458	8%
	自家燃、損耗、転送等		1,574	2%	▲1,289	▲2%
	総計		70,475	100%	70,475	100%
稼働率		TOP	97%（330日）	88%（365日）	97%（330日）	88%（365日）
		FCC	82%（330日）	74%（365日）	90%（330日）	82%（365日）
		REF	83%（330日）	75%（365日）	81%（330日）	73%（365日）

原油処理設定 C タイプと同じ解

③D タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

D タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.2.13 に示す。

・常圧蒸留装置（TOP）は、2024 年度に想定される 98.8 万 BPD の原油処理能力（公称能力）に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 100%となる。

熱分解装置（COKER）の稼働率は、310 日ベースで 100%とフル稼働になる。

ただし、ガソリン基材を生産する FCC の稼働率が年間 330 日ベースで 82%、REF も 90%とフル稼働には至らない。

図表 7.2.13　2024 年度の試算結果　D タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

2024 年度 D タイプ試算結果：原油処理量設定　2024 年度 D タイプ試算結果：揮発油量設定

			2018年度実績		2023年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			44,804	100%	51,851	100%
生産量	揮発油		13,860	31%	16,040	31%
	ナフサ		4,881	11%	4,003	8%
	灯油	JET	4,480		5,185	
		灯油	3,028		3,504	
		小計	7,508	17%	8,689	17%
	軽油	軽油	10,403		11,577	
		A重油	3,281		3,235	
		小計	13,684	31%	14,811	29%
	C重油		2,788	6%	2,944	6%
	燃料油計		42,721	95%	46,488	90%
	LPG、副製品		3,782	8%	6,210	12%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,699	▲4%	▲847	▲2%
	総計		44,804	100%	51,851	100%
稼働率		TOP	86%（330日）	78%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		FCC	86%（330日）	78%（365日）	82%（330日）	74%（365日）
		COKER	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	84%（330日）	76%（365日）	90%（330日）	81%（365日）

原油処理設定 D タイプと同じ解

④2024 年度の B＋C＋D の製品生産量と主要装置稼働率

以上の B、C、D タイプ製油所の 2024 年度製品生産量の合計と主要装置稼働率を、図表 7.2.14 に示す。詳細は、先の（１）の②項を参照。

図表 7.2.14　2024 年度の試算結果　B＋C＋D タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

2024 年度　合計試算結果：原油処理量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			173,526	100%	173,526	100%
生産量	揮発油		48,960	28%	48,960	28%
	ナフサ		17,146	10%	19,136	11%
	灯油	JET	15,619		14,891	
		灯油	13,240		11,811	
		小計	28,858	17%	26,702	15%
	軽油	軽油	41,190		47,256	
		A重油	11,313		9,984	
		小計	52,503	30%	57,240	33%
	C重油		14,183	8%	11,615	7%
	燃料油計		161,651	93%	163,653	94%
	LPG、副製品		13,173	8%	16,627	10%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,297	▲1%	▲6,753	▲4%
	総計		173,526	100%	173,526	100%
稼働率		TOP	94%（330日）	85%（365日）	97%（330日）	88%（365日）
		FCC	89%（330日）	81%（365日）	88%（330日）	80%（365日）
		COKER	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	88%（330日）	79%（365日）	83%（330日）	75%（365日）

2024 年度　合計試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			173,526	100%	157,211	100%
生産量	揮発油		48,960	28%	44,586	28%
	ナフサ		17,146	10%	18,014	11%
	灯油	JET	15,619		14,278	
		灯油	13,240		11,811	
		小計	28,858	17%	26,089	17%
	軽油	軽油	41,190		41,023	
		A重油	11,313		8,473	
		小計	52,503	30%	49,496	31%
	C重油		14,183	8%	10,486	7%
	燃料油計		161,651	93%	148,671	95%
	LPG、副製品		13,173	8%	15,348	10%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,297	▲1%	▲6,808	▲4%
	総計		173,526	100%	157,211	100%
稼働率		TOP	94%（330日）	85%（365日）	88%（330日）	80%（365日）
		FCC	89%（330日）	81%（365日）	79%（330日）	72%（365日）
		COKER	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	88%（330日）	79%（365日）	77%（330日）	69%（365日）

（３）　2024 年度全国石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

表 5.2.15 に、全国石精 LP モデルの原油処理現状維持ケースによる 2024 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。

図表 7.2.15　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

全国　　軽油、A重油、C重油 混合内訳

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油 ブレンド				
製品	14,995	20,684	11,577	47,256
DK	4,253	3,386	1,444	9,083
HC_K	0	1,025	331	1,355
DGO	10,175	14,266	7,916	32,357
HC_LGO	566	2,007	1,887	4,460
LSA-03 ブレンド				
製品	4,186	2,564	3,235	9,984
K	209	128	162	499
DK	0	0	0	0
DGO	2,046	1,263	1,591	4,900
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	1,930	1,160	1,468	4,558
Lt AR	0	13	14	26

製油所タイプ	B	C	D	合計
LSC-05 ブレンド				
製品	3,745	5,885	3,435	13,065
DSLGO	11	638	0	649
LCO	0	0	537	537
LS HP	32	715	16	763
DSAR	2,731	2,650	1,998	7,380
CLO	970	1,882	884	3,736
LGO	0	0	0	0
MSC-20 ブレンド				
製品	0	0	0	0
LGO	0	0	0	0
DSLGO	0	0	0	0
LCO	0	0	0	0
Lt AR	0	0	0	0
LS HP	0	0	0	0
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	0	0
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
HSC-35 ブレンド				
製品	0	1	33	35
LGO	0	0	0	0
LCO	0	0	5	5
Lt AR	0	0	0	0
Hy AR	0	1	26	27
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	0	0
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
Hy VR	0	0	0	0
LS HP	0	0	3	3

LCOとCLOの留分の行先　　千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	12,797	146	14,040	26,984
RFCC	0	16,948	0	16,948
合計	12,797	17,094	14,040	43,931
軽油深脱稼働				
DDS能力	270	315	349	933
DDS能力最大稼働(90%)	14,151	16,502	18,312	48,965
DDS通油量	10,367	12,570	9,090	32,028
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	1,555	1,885	1,364	4,804
製品生産量				
軽油	14,995	20,684	11,577	47,256
LSA	4,186	2,564	3,235	9,984
HSA	0	0	0	0
LSC	3,745	5,885	3,435	13,065
MSC	0	0	0	0
HSC	0	1	33	35
LCO使用先				
軽油深脱	1,555	1,885	1,364	4,804
LSA	1,930	1,160	1,468	4,558
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	537	537
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	5	5
合計	3,485	3,046	3,374	9,905
CLO使用先				
LSC	970	1,882	884	3,736
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	0	0
合計	970	1,882	884	3,736

①軽油深度脱硫装置へのLCO混合フィードの比率向上

LCOの軽油深度脱硫装置へのフィード比率の向上は、LCO余剰解消及び高付加価値化に向けた最重要課題である。従前は、全国平均で5%が上限であったが、毎年改善されており、比較的堅調な軽油需要に鑑みて今後比率上昇する必要性も高いことから今回 15%上限で設定した。その為従前よりも軽油増産化の試算結果傾向が認められた。

②軽油、LSA－03、LSC－05、MSC－20、HSC-35混合内訳

・軽油：軽油の全生産量47,983千KLの内、脱硫灯油（DK）の混合比率は、19%、脱硫軽油は66%である。

先に示したとおり、軽油深度脱硫装置のフィードにLCOの4,642千Klが改善投入されているので、製品軽油対比では約10%のLCOが混合され、付加価値アップになっている。

・LSA－03（硫黄分0.3wt%）：全生産量9,190千KLの内、製品品質規格を満足するために脱硫軽油（DGO）が49%、LCOが45%混合されている。

IMO対応のマリンディーゼル用途への新規用途が期待される。

・LSC－05（硫黄分0.5wt%）：全生産量13,718千KLの内、CLO(硫黄分1.05 wt%)が、27%混合されている。

ただし、硫黄分調整のために、LCO（硫黄分0.3 wt%）が6%、DSAR（脱硫重油硫黄分0.3 wt%）が57%混合されているが、CLO、LCOともに軽油相当の低粘度であるから、製品LSC－05の粘度は極めて低くなる。

なお、今回の全国石精LPモデルのCLO硫黄分は、FCC＋RFCCのCLOの平均値である。

近年は、FCC、RFCCともにCLOの硫黄分は、低下傾向である。

今後のC重油混合の精度を向上するために、FCCのCLO(硫黄分約0.3 wt%)、RFCCのCLO（硫黄分約1.5 wt%）を基材別に混合するモデル改良が必要である。

③LCO、CLOの行先と石精LPモデルの混合精度アップの必要

・原油処理現状維持ケースの全国石精LPモデル（B、C、Dタイプ）では分解軽油（LCO）がA重油、C重油に高い割合でブレンドできている。

・LCOの全生産量は、9,668千KLで、行先は軽油 4,642千KL（48.0%）、LSA 4,178千KL（43.2%）、LSC 841千KL（8.7%）、MSC 0千KL、HSC 7千KL（0.1%）である。
・CLOの全生産量は、3,669千KLで、全量LSCに消費されている。
・混合内訳で、一部述べたとおり、LPモデルでは、硫黄分、粘度、セタン指数を連立式化している。

しかし、実際は、LSA、LSCの製品品質に適合するための混合基材のCLO中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）等の他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

（4） 2024 年度の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察

2024 年度全国石精 LP モデルの試算で、全く同じ前提条件の下、原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースによる全国の石油製品需給バランスの試算結果を図表 7.2.16 にまとめる。

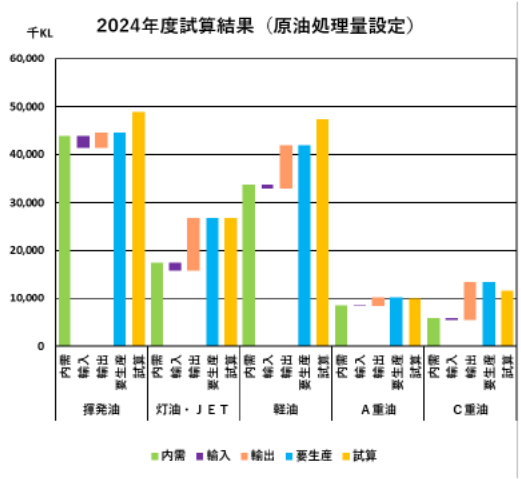
以下に、原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースによる試算結果と比較のもとに結果を分析する。

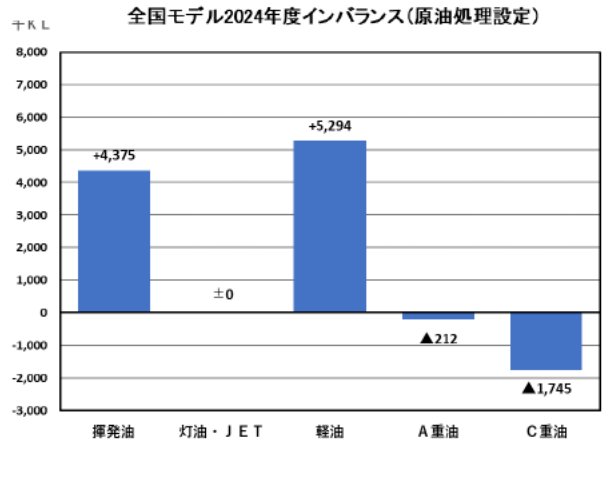
①2024 年度の全国石精 LP モデル需給試算結果

図表 7.2.16　2024 年度試算結果のまとめ　全国石油製品合計（B＋C＋D）の需給バランス

2024 年度の試算結果（原油処理量設定）

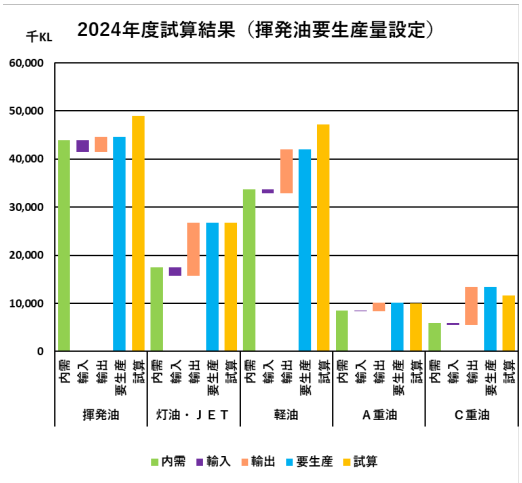
			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	173,526						173,526	±0	
製品生産量	揮発油	千KL	48,960	43,938	2,470	3,117	44,586	▲ 4,375	48,960	＋4,375	7,492
	ナフサ	千KL	17,146	41,472	26,416	3	15,059	▲ 2,087	19,136	＋4,077	4,080
	JET、灯油	千KL	28,858	17,496	1,770	10,976	26,702	▲ 2,157	26,702	±0	10,976
	軽油	千KL	41,190	33,657	797	9,102	41,962	772	47,256	＋5,294	14,395
	A重油	千KL	11,313	8,543	123	1,776	10,196	▲ 1,117	9,984	▲ 212	1,564
	B･C重油	千KL	14,183	5,955	457	7,861	13,360	▲ 823	11,615	▲ 1,745	6,117
	燃料油計	千KL	161,651	151,061	32,033	32,835	151,864	▲ 9,787	163,653	＋11,789	44,624

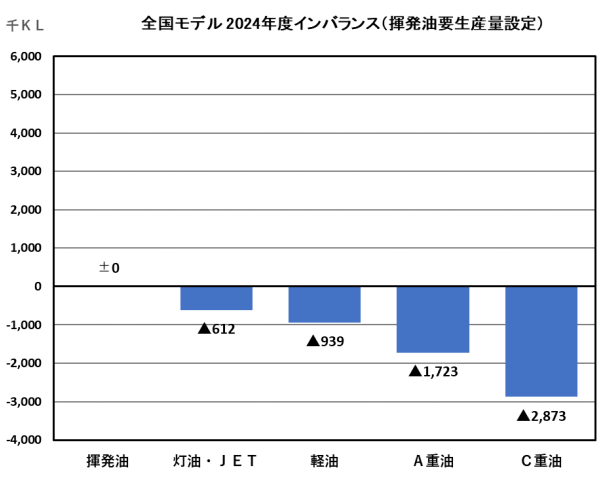




2024 年度の試算結果（揮発油要生産量設定）

			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	173,526						157,211	▲ 16,315	
製品生産量	揮発油	千KL	48,960	43,938	2,470	3,117	44,586	▲ 4,375	44,586	±0	3,117
	ナフサ	千KL	17,146	41,472	26,416	3	15,059	▲ 2,087	18,014	＋2,955	2,958
	JET、灯油	千KL	28,858	17,496	1,770	10,976	26,702	▲ 2,157	26,089	▲ 612	10,364
	軽油	千KL	41,190	33,657	797	9,102	41,962	772	41,023	▲ 939	8,163
	A重油	千KL	11,313	8,543	123	1,776	10,196	▲ 1,117	8,473	▲ 1,723	53
	B･C重油	千KL	14,183	5,955	457	7,861	13,360	▲ 823	10,486	▲ 2,873	4,988
	燃料油計	千KL	161,651	151,061	32,033	32,835	151,864	▲ 9,787	148,671	▲ 3,192	29,643





②原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースの試算結果の差異と最大輸出量の想定及び対応策検討

図表 7.2.17 に、原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケース 2024 年度需給インバランスを一覧表にまとめる。

図表 7.2.17　原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースによるインバランス

	①原油処理現状維持ケース			②揮発油需要見合いケース			①－②
輸出量（千KL）	2019年度輸出実績	2024年度LP試算追加	計	2019年度輸出実績	2024年度LP試算追加	計	計
揮発油	3,117	4,375	7,492	3,117	0	3,117	4,375
JET、灯油	10,976	0	10,976	10,976	▲612	10,364	612
軽油	9,102	5,294	14,395	9,102	▲939	8,163	6,232
A重油	1,776	▲212	1,564	1,776	▲1,723	53	1,511
B・C重油	7,861	▲1,745	6,117	7,861	▲2,873	4,988	1,129
合計（千KL）	32,832	7,712	40,544	32,832	▲6,147	26,685	13,859
〃（千BD）	672	158	829	672	−126	546	＋284
TOP公称能力換算輸出比率	19.1%	4.5%	23.6%	19.1%	−3.6%	15.5%	＋8.1%

（注1）TOP能力換算（千BD）＝輸出量合計（千KL）/365日/0.159/90.4%（最大稼働率）/92.5%（燃料油得率）

（注2）TOP公称能力：2019年度末の公称能力　3,519千BD

（原油処理現状維持ケースによる 2024 年度試算結果の解析要旨）

・2019 年度原油処理維持のためには、TOP 能力 158 千 BD 相当の輸出追加

原油処理量を 2019 年度並みに維持するのみで石化シフト等の対応を取らなかった場合は、2024 年度では、内需の減少に相当する量が生産量の増加となる。

－生産増加量は、7,712 千 KL（TOP 能力 158 千 BD に相当）で、2019 年度の輸出実績 32,832 千 KL（TOP 能力 672 千 BD に相当）と合せると、総輸出量は 40,544 千 KL

（TOP 能力 829 千 BD 相当）の輸出を行わなければ、2019 年末の TOP 公称能力 3,519 千 BD の適正稼働を維持できなくなる。

－2024 年度における最大総輸出量は、TOP 公称能力（3,519 千 BD）の 23.6%になる。
韓国等のアジア圏の輸出型製油所に較べれば、輸出比率は多くない。
なお、韓国 6 製油所の精製能力は 320 万 BPD（2017 年 12 月）で、2017 年の韓国における石油類の国内消費量は 270 万 BPD、石油製品の輸出量は、約 140 万 BPD で、主に軽油、ガソリン、ジェット燃料等の中間留分である。輸入量は約 90 万 BPD でナフサ、LPG 等で、ほとんどが、石化原料となっているから、石油製品の実質輸出量は 140 万 BD になる。
TOP の適正稼働率を 90%とすると韓国は対 TOP 能力の 48%が輸出向けである。エチレン等石油化学製品も同様に、輸出型である。

・158 千 BD 相当の能力を削減
－石化シフト、LCO への軽油深度脱硫装置へのフィード最大化等の対応策を行わなかったとすれば、TOP 能力 158 千 BD に相当の削減で、TOP の適正稼働率が維持できる。
あるいは、能力を維持して稼働率を低下させることも選択肢にあるが、高分解の CD タイプの TOP 稼働率低下は、すなわち競争力の低下を意味する。
原油処理量を維持しつつ、輸出量を減少するために次のような対応策が考えられる。

－全国 TOP 軽油最大運転モード
TOP の HN～KERO のスィングを中間留分最大カットとする。
本モデルでは、揮発油価格が軽油よりも若干高いので、極解（スーパーソルーション）の傾向が出ている。
したがって、輸出のし易さを考慮すると、最大限、KERO（灯油中間留分）カットに振替えることで、揮発油と中間留分の輸出量がバランスしやすくなる。

－LCO の軽油深度脱硫装置チャージの増加
従来に比べ、軽油深度脱硫触媒の開発等で、LCO の混合チャージ率は著しく向上しているが、地域でばらつきがあるので、全国的な混合率向上の余地がある。

－揮発油留分の石化シフト
固定床 REF が多いので、コンビナート内で極力 CCR の稼働率を上げる。そして、C8 留分を最大限抽出する他、C7,C9 留分の不均化を促進する余地もある。
従前に比し、かなり回収率は上がっているが、全国的には、C8 回収の余地はある。

（揮発油需要見合いケースによる 2024 年度試算結果の解析要旨）
・2024 年度揮発油要生産量が上限制約になって、原油処理量を低下
原油処理現状維持ケースに比べて、揮発油需要見合いケースでは、2024 年度の全国原油処理量は 16,315 千 KL（ナフサ生産を含む TOP 能力換算 334 千 BD）低い。
およそ、2019 年度からの 2024 年度までの内需減少量に相当する。したがって、ナフサを除くと、2024 年度は、TOP 能力換算で 126 千 BD 程度輸出減となる。

・原油処理量減により A 重油＋C 重油生産抑制
揮発油需要見合いケースでは、原油処理量が低いので、原油処理現状維持ケースよりも重油生産量が A 重油で 1,511 千 KL、C 重油で 1,129 千 KL と少ない。
C 重油の生産量は、揮発油需要見合いケースで 2024 年度の要生産量に対し 2,873 千 KL の不足するインバランスになっている。今回 LCO 深脱による軽油混合向上（最大 15%）を試算に加えたことから軽油増加の影響も加わっている。

③揮発油の必要輸出量の増加、揮発油留分の石化シフト対応加速
・揮発油需要見合いケースでは、揮発油の内需減退に合せて、原油処理量を減少しバランスさせている。

・2024 年度における＋4,375 千 KL の新たな揮発油輸出増と揮発油留分の石化シフト必要
－原油処理現状維持ケースでは、揮発油需要減退による要生産量に対して制約をかけずに原油処理量を維持させたので、＋4,375 千 KL のインバランスになった。つまり、揮発油の内需減少量がほぼそのまま生産余剰になっている。

－7,492 千 KL の揮発油輸出（2019 年度実績の 2 倍）の備え
したがって、総輸出量は、従来の 3,117 千 KL に加えて、内需減退分で発生した＋4,375 千 KL を加えると 7,492 千 KL の揮発油輸出体制を備えておかなければならない。
ただし、今回の試算では、揮発油価格が軽油より若干高めに設定しているので、HN～KERO スウィングが HN 最大である。揮発油よりも軽油の方が輸出し易いことを考えると、価格設定の変更で、HN～KERO スウィング調整で揮発油と中間留分の生産振替も可能である。

－揮発油留分の石化シフト
輸出に頼りきるだけでなく、揮発油留分を付加価値の高い BTX 生産へ「石化シフト」することの並行の対策を備えておく必要がある。

④ナフサ留分のインバランス対応
・揮発油需要見合いケース
内需減で、2024 年度のナフサの需要想定量に対し＋2,955 千 KL 増となる。もともと、輸入依存なので、輸入量減で対応すると想定される。

・原油処理現状維持ケース
原油処理量は維持されるものの揮発油生産が優先されるので、ナフサ留分については需要見合いケースとの差は比較的少なく＋4,077 千 KL の生産増にとどまった。やはりもともと、26,416 千 KL のナフサを輸入しているので、輸入量減で対応すると想定される。

⑤中間留分（JET＋灯油＋軽油）バランスと IMO 規制の影響
・揮発油需要見合いケース
JET＋灯油＋軽油留分は、要生産量に対して、1,551 千 KL の不足であり、A 重油にも軽油

留分が混合されているので、中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）総計としては 3,274 千 KL 不足となる。

・原油処理現状維持ケース
原油処理量が 2019 年度に維持しているので、LCO の深脱混合比率向上効果により軽油増産が＋5,294 千 KL あり、2024 年度の JET＋灯油＋軽油の総輸出量は、10,976 千 KL（JET＋灯油）＋14,395 千 KL（軽油）の 25,371 千 KL となる。

・A 重油にも軽油留分が混合されているので、中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）総計では、＋5,082 千 KL の生産増になる。

・IMO 船舶燃料硫黄分規制強化による軽油留分の需要増加期待と大型輸出体制の備え
軽油の内需が若干増えていること、IMO 船舶燃料硫黄分規制強化による軽油特需の好環境を想定すると、このようなインバランスの輸出増加が期待される。
むしろ、軽油の内需 33,657 千 KL に迫る量の輸出体制を備えておかなければならない。

⑥A 重油余剰バランスと軽油深度脱硫設備による LCO の軽油化比率アップ
・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量が大幅に減少、揮発油生産量を固定にしているので、2024 年度の A 重油要生産量に対して、1,723 千 KL の生産減となる。

・IMO 規制強化に対する低硫黄 LCO＋CLO の優位な活用の可能性
原油処理現状維持ケースでは、LCO の軽油混合増による影響等により、212 千 KL の生産不足となったが、前項の A 重油混合内訳で分析したとおり、日本の LCO は CLO とともに、海外に比べて硫黄分が低い。
日本の精製設備フローが、プレトリーティング（前処理）で、FCC、RFCC にフィードされる原料が海外に比べて硫黄分が低く、IMO 規制対応に有利である。
したがって、分解留分の製品硫黄分も低い。2020 年以降の IMO 船舶燃料硫黄分規制強化の環境下では、輸出競争力は高いと考えられる。ただし、極めて低粘度の品質である。
また、一部は CLO 中の廃触媒分離が必要な場合がある。

⑦C 重油インバランス
・C 重油も、A 重油と同様に、一般向けの内需は減退が加速している。特に石油火力発電所向けの需要は、設備の老朽化等により減少が目立っている。ただし直近実績で見直ししたので昨年前提よりは減少速度は緩和する予測になっている。

・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量の減少で、C 重油の要生産量に対し、2,873 千 KL の生産不足となった。

・原油処理現状維持ケースでは、原油の処理量を 2019 年度実績に維持したこと及び LCO の軽油混合向上設定による増産の影響で 2024 年度の C 重油の要生産量に対し、1,745 千 KL の生産不足となった。重油輸出減少となるのは好ましい方向にある。

⑧VR 留分の分解

潤滑油を生産する過程で VR 留分は副産物として、留出せざるを得ない。また、日本では、原油処理量の減少下、AR は、VAC で VGO をほとんど搾取っているので、余剰重質油は、VR と考えてよい。したがって、VR 留分の高分解（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示）への対応は進めておかなければならない。

7．2．5　全国石化バランスモデルによる 2024 年度試算結果

（1）石化製品の需要想定の前提と要生産量の設定

輸出競争力の有無や輸出の必要性等に応じた要生産量設定の前提を図表 7.2.18 にまとめる。

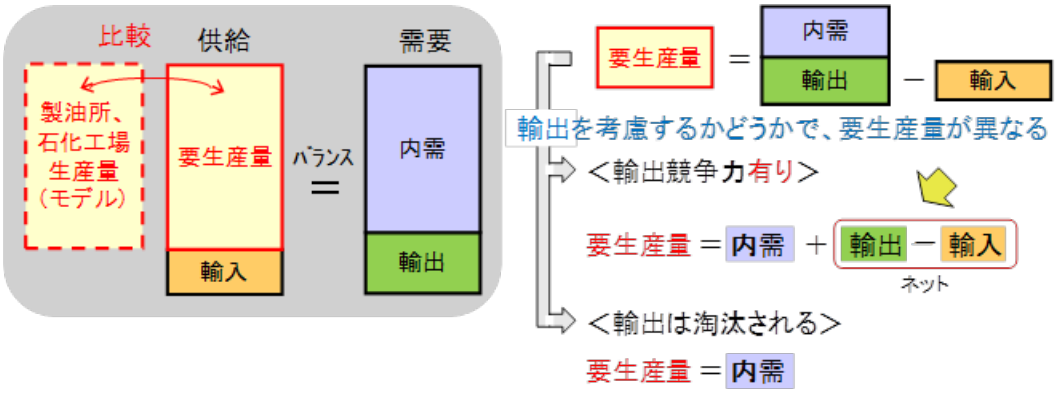
・内需

石化製品の内需は、METI 素材産業課及び芳香族工業会報告に基づき想定した。また、重化学工業通信社のデータ等も考慮し、基準となるデータの正当性を確認した。

・輸出入

METI 素材産業課報告および芳香族工業会報告に基づき想定した。また、貿易統計データ等も考慮し、より詳細な想定を実施した。

図表 7.2.18　輸出の考慮の有無で異なる要生産量



・石化製品の要生産量設定

次に、2024 年試算のために、各石化製品の要生産量を需要想定から算出した結果をについて図表 7.2.19 にまとめる。

日本芳香族工業会、METI 素材産業課「世界の石油化学製品の今後の需給動向」を参考にした。

以下に、各石油化学製品の需要想定を示す（図表 7.2.20、図表 7.2.21 参照）。

図表 7.2.19　石油化学製品要生産量の想定結果

石化製品	'18年実績（千ﾄﾝ）	'19年実績（千ﾄﾝ）	'19年度試算用 '23年想定（千ﾄﾝ）	'20年度試算用 '24年想定（千ﾄﾝ）	誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	備考
エチレン	6,157	6,418	6,053	6,034	4,731	823	480	2019年度版（最新）の経産省長期需要想定伸び率（内需）を延長して策定
プロピレン	5,170	5,504	5,456	5,342	5,144	-(180)	379	2019年度版（最新）の経産省長期需要想定伸び率（内需）を延長して策定
ベンゼン	4,155	3,855	3,900	3,801	3,201		600	芳香族工業会データの想定に基づく
キシレン	6,761	6,640	6,890	6,740	4,840		1,900	芳香族工業会データの想定に基づく

・エチレン

中国の需要超過幅は引続き拡大すると予測される。アジア全体としては需要超過幅がやや縮小するものの、やはり需要超過継続が見込まれる。シェール関連プラントの新増設計画が進み 2017 年時点で北中南米の生産能力が世界全体の 25%を占めることになっている。一方、中国も新設計画があり 2023 年には 22%まで達する見込みである。また、中東における供給超過幅は拡大を続け、アジアと欧州の需要超過分を上回ると見込まれている。これらの影響で輸出環境としてはやや厳しさが増してくるものの、日本国におけるエチレン系誘導品需要は 2024 年頃までは微減傾向であるもののほぼ横ばいで推移すると見込まれる。

・プロピレン

プロピレン系誘導品の需要は、エチレンと同様に世界の経済成長に応じて、アジアが需要の伸びをけん引するが、2019 年以降は徐々に需要の増加率は減少する見通しである。生産能力も需要に見合う増設が計画されており、2023 年には中国のシェアが 32%に拡大する見込みである。

日本における需要は 2024 年もおおむね同一水準で推移する見込みである。

・ベンゼン

国内生産能力の調整は完了しており、誘導品輸出も大幅に低下している。正味の国内需要は安定しているため、2024 年までの想定も横這いで推移する見込みとなっている。

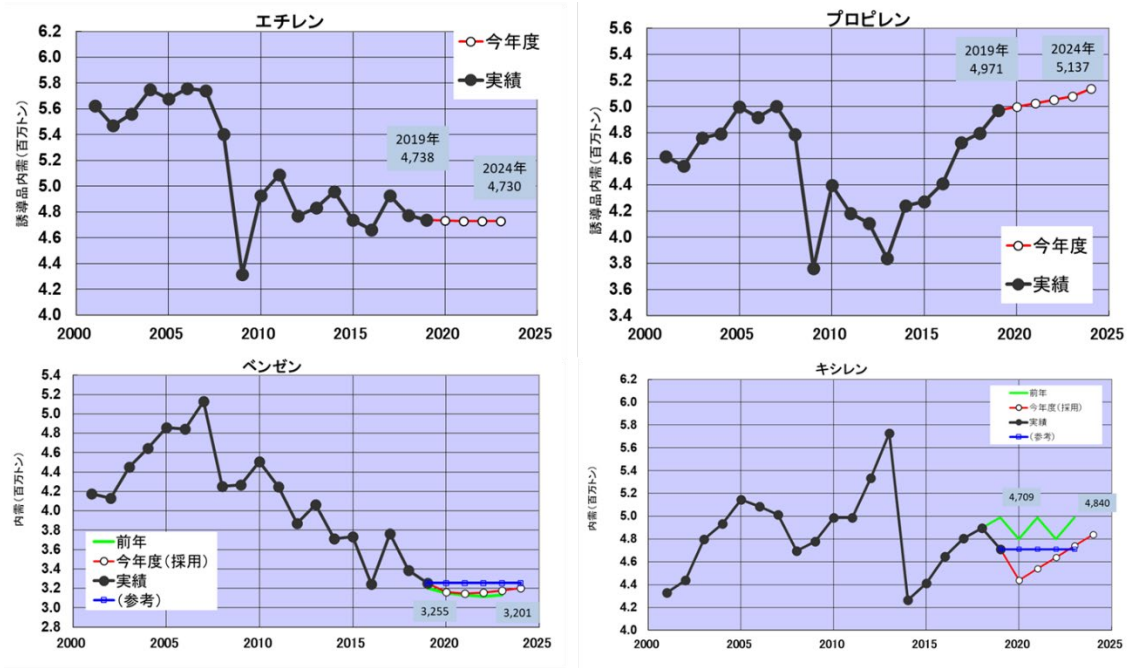
世界的に需要は、中国を中心に増加が見込まれるが、シェール開発影響により、原料軽質化が進むと想定され、北米での需要超過傾向が強くなると見込まれる。

・キシレン

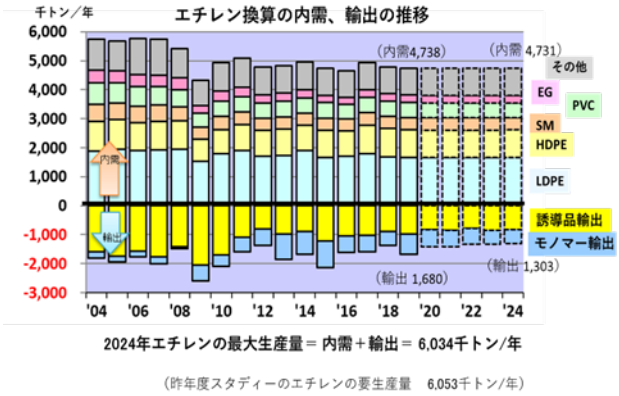
世界の PTA 生産量、需要はその半分以上を中国が占め、年々その割合を拡大させている。その原料であるパラキシレンは中国での需要が強く、生産能力の増加が相対的に乏しく、需要超過状態は 2024 年も継続する見込みである。ミックスキシレンの韓国への輸出も、

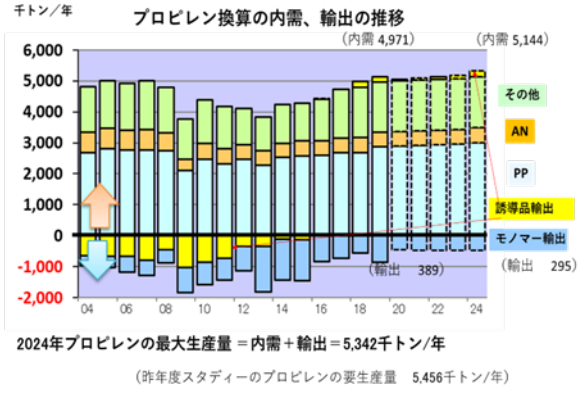
その先は中国のパラキシレンに関連しており、中国のパラキシレンの需要次第である。

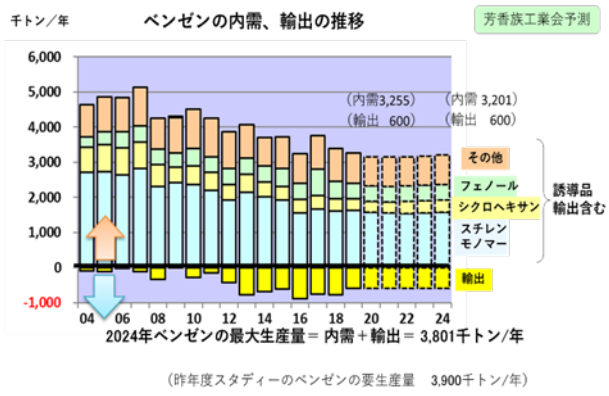
図表 7.2.20　石油化学主要製品の内需実績と推移

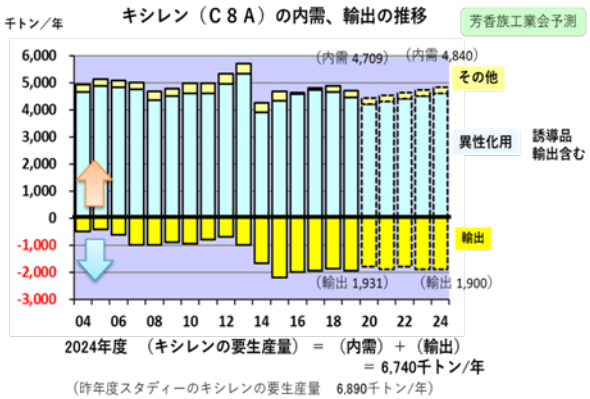


図表 7.2.21　主要化学製品換算の内需、輸出量の推移









（２）石化製品の試算方法

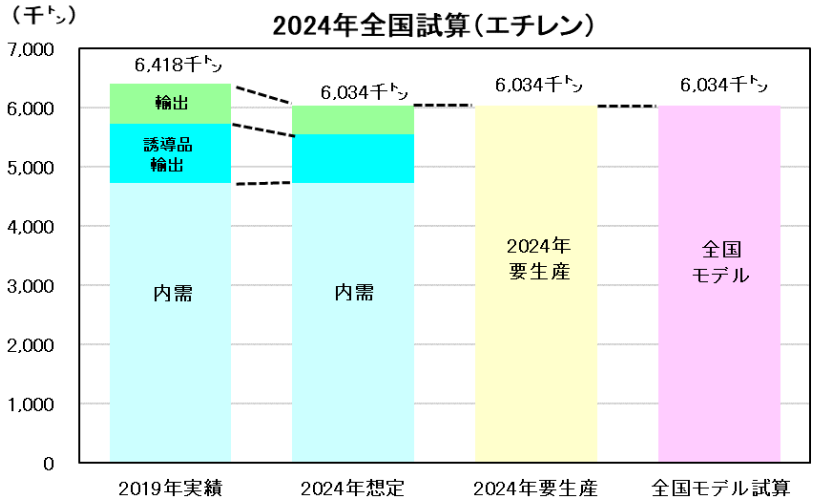
・近年の石化製品においては、石精での生産量が増えてきており、その影響は大きい。
石化バランスモデルでは、エチレンセンターを中心とした石化生産量しか把握できないので、モデルのチューニングにおいては、石精 LP モデルも調整を実施し、石精側と石化側の合計生産量が実績に合うまで試行錯誤の演算を繰返した。

・石精（R）FCC から生産されるプロピレンは、石精側としては副生産物であり、(R) FCC の稼働により、生産量が変動する。石油製品の需要減少動向から今後は石化シフト化する傾向が認められるため、石精からのプロピレンは供給側に働く要素が高いと推定される。このことから、石化モデルの生産ターゲットはエチレン優先として試算を実施した。

（３）2024 年度各石化製品試算結果
2024 年度想定の全国石化製品バランス試算結果を述べる。

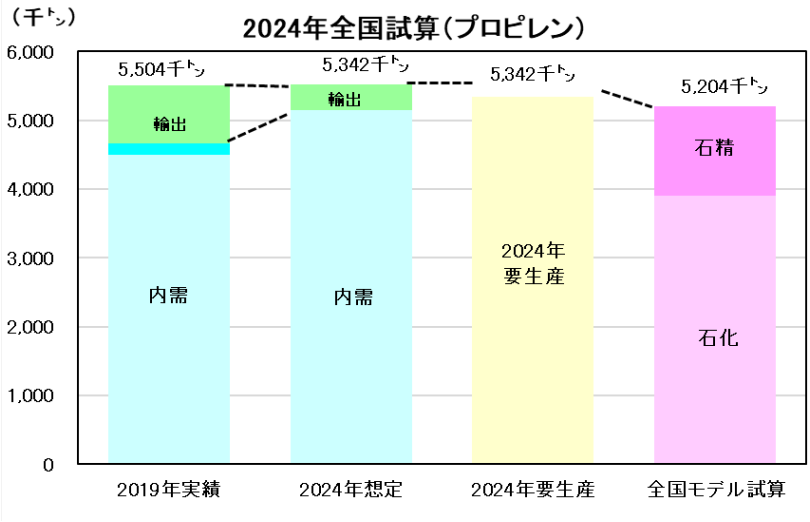
・エチレン
一昨年度までは、エチレンは中東などからの安価な輸出品の影響で、輸出、誘導品輸出とも厳しくなる想定としていたが、昨今の好調なエチレン需要を踏まえ、輸出、誘導品輸出を含めて要生産を設定した。そのため、2024 年要生産は 2019 年実績 6,418 千トンに対し、内需、輸出の減少を考慮した 6,034 千トンとなっている。
石化モデルは、このエチレン要生産量を主ターゲットとして試算した。試算結果を図表 7.2.22 に示す。

図表 7.2.22　全国石化バランスモデルによるエチレンの 2024 年度試算



・プロピレン
プロピレンは、中国、サウジアラビア、アセアンで生産能力の増加が続き、供給過剰の状況が見込まれる。日本からのモノマー輸出は減少するものの維持される見込みであるが、誘導品輸出はもともと少ないことから、様々な要素により振れる可能性もある。
試算ではエチレン要生産量減の影響により、石精サイドからのプロピレン生産は一定の量はあるものの、2024 年は要生産量 5,342 千トンに対し 138 千トン不足する結果となった。試算結果を図表 7.2.23 に示す。

図表 7.2.23　全国石化バランスモデルによるプロピレンの 2024 年度試算



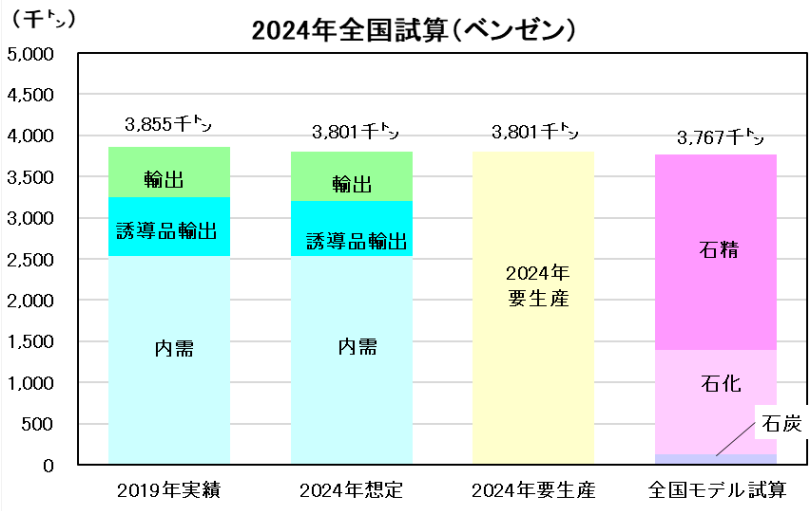
・ベンゼン

2024 年度の想定は、内需、輸出、誘導品輸出と全てほぼ横ばいで維持する見込みとなっている。2019 年度の RING 試算での要生産の設定も輸出を含めて設定している。

試算では、不均化装置の影響もあり、ガソリン生産量の減少に対して、石油精製サイドのベンゼン生産量への影響はそれほど大きくない。そのため、ベンゼン要生産量に対し、2024 年は年間 34 千トンとやや不足になった。

試算結果を図表 7.2.24 に示す。

図表 7.2.24　全国石化バランスモデルによるベンゼンの 2024 年度試算



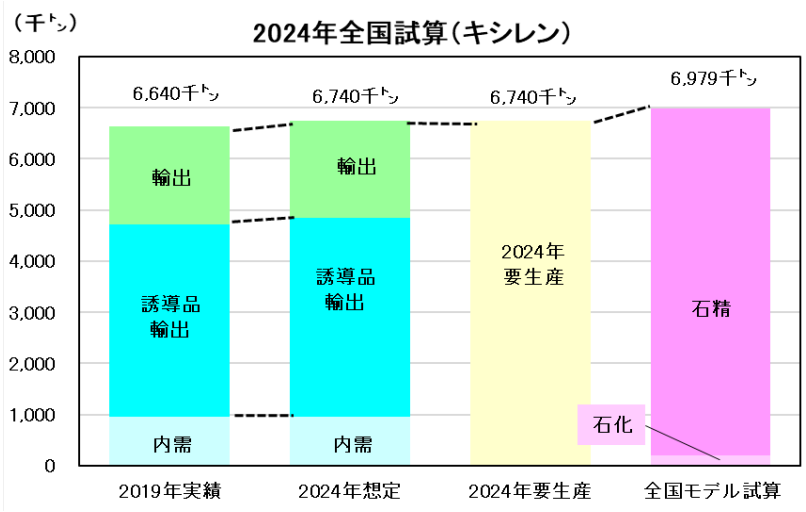
・キシレン

キシレンの 2024 年度想定は、内需は横ばい、輸出は若干減少する見込みである。

中国 PTA の原料としての PX（パラキシレン）需要は引き続き堅調であり、中国の自給率向上を図る新設計画はあるものの、計画通りに実行されるかどうか不確定要素も大きい

ので、注意が必要である。
キシレン回収や不均化装置の増強で生産能力を向上させる可能性はあり、試算にはその影響を加えたので、キシレン要生産量の 6,740 千トンに対して、239 千トンの余剰バランスとなる。試算結果を図表 7.2.25 に示す。

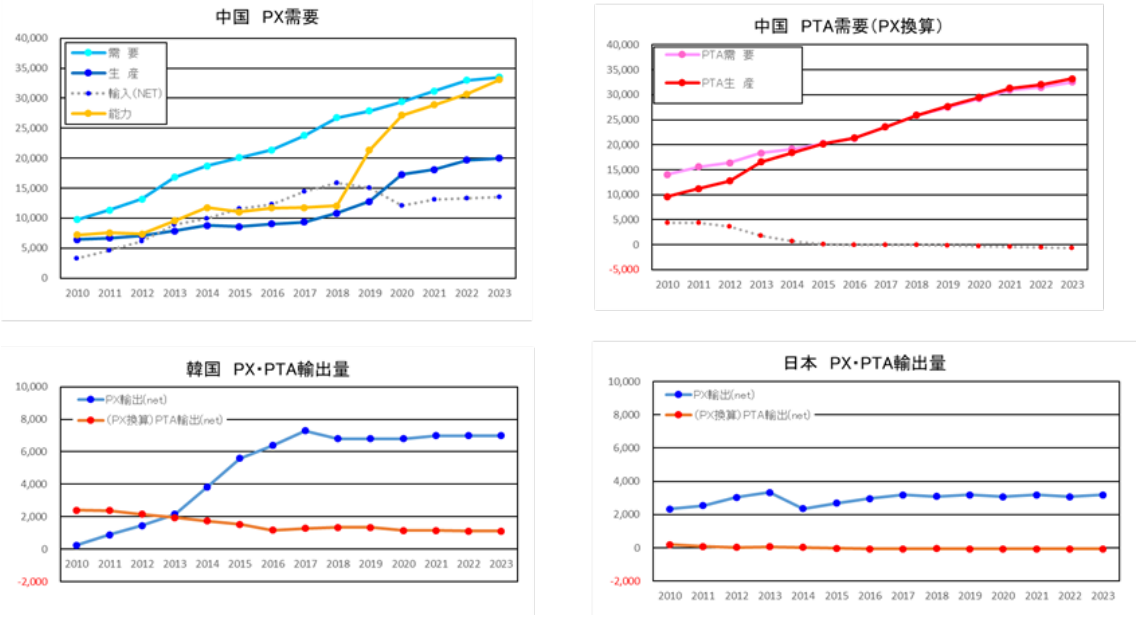
図表 7.2.25　全国石化バランスモデルによるキシレンの 2024 年度試算



また、PX 及び PTA 需給実績として、中国の需要と輸入量変化及び、日本、韓国の輸出実績推移を図表 7.2.26 に示す。
中国では、パラキシレンを原料とする PTA の需要は毎年増加の一途をたどっている。
これに対応するように、中国国内における PTA の生産量は大幅に増加しており、ほぼ自給のバランスとなっている。
PTA の原料であるパラキシレンの需要も同様に、中国では 2008 年以降増加の一途をたどっているが、事故や環境における問題もあり、国内の生産体制が十分には追付いていない状態が続いている。不足分を補う輸入量がパラキシレンの生産量を上回っている状況はしばらく続く見通しである。
これに対し、日本からも中国へ向けておおむね一定数量の輸出を続けており、韓国との JV によって、韓国経由での中国輸出実施により対応している。韓国から中国への輸出はほぼ横ばい状態の見込みであるが、いずれにしても中国依存という環境である。

・ブタジエン
ブタジエンもエチレンセンターからの生産のみであるが、エチレン生産量の減少が小さければ、影響は小さく、2019 年実績の 888 千トンに対し、2024 年度試算は 836 千トンとなる。
しかし、クラッカーフィードをナフサからエタンにシフトすると大きく影響を受け、生産量は激減することになる。

図表 7.2.26　中国の PX、PTA 需要と韓国、日本の輸出



（４）2024 年度全国石化モデルによる石化製品試算結果のまとめ

2024 年需要想定（図表 7.2.27 参照）では主要石化製品の内需は、2019 年から若干減少する。国内の石化製品の需要構造が変化しておらず、新陳代謝がないことが一つの要素である。

一方で、石油需要減少により、石油精製からのプロピレン、BTX 等、石化製品製造は増加傾向にある。これは、石化の輸出が石油精製サイドにも大きく影響することを示している。

・プロピレンの余剰と対応策の必要性

アジア全体で余剰のバランスとなってきており、将来的に輸出は厳しくなる見通しにある。一方、石精からのプロピレン生産量は FCC 高分解化、精留能力増強等により増加が見込まれるため、余剰傾向は更に増大する方向にある。

そのため、マーケットの確保だけでなく、プロピレン誘導品の新規開拓等を石精、石化連携で進めていく必要がある。

・石油精製ベンゼンの生産量増加と輸出対応

石精側のベンゼン生産の増加幅が大きく、追加輸出なしでは余剰量を充足できないバランスとなる。現状でもアジア方面だけでなく、USA へも輸出されている。

世界バランスでは、米国の大規模エタンクラッカーの新増設でベンゼンは減産傾向となるため輸出先は確保される見通しにある。

・中国 PTA 需要増によるキシレン需要は堅調、大型設備投資と稼働開始

国内の製造能力は整ってきているが、2024 年の需要増加は、ほとんどが中国 PTA の原料需要による増加である。そのため、中国の経済動向等を注視しながら、国内のキシレン需要を見極める必要がある。

図表 7.2.27　2024 年度想定　石油化学製品バランス試算結果

			2019年	2023年試算（@2019年度）			2024年試算			インバランス（対要生産量）
			実績	需要想定（公表値）	要生産量	モデル値	需要想定（公表値）	要生産量	モデル値	
エチレン生産量（千トン）		C	6,418	6,053	6,053	6,053	6,034	6,034	6,034	
分解原料（千トン）	国産ナフサ		6,719			4,908			7,276	
	輸入ナフサ		13,554			13,742			11,795	
	その他		821			772			772	
	合計		21,094			19,422			19,843	
製品生産量（千トン）	エチレン（要生産対比）	C	6,418	6,053	6,053	6,053	6,034	6,034	6,034	生産目標
	プロピレン（要生産対比）	C	5,504	5,476	5,476	3,815	5,342	5,342	3,905	138千ﾄﾝ不足
		R				1,337			1,299	
	ブタジエン	C	888			840			836	要生産データなし
	イソプレン	C				116			117	〃
	ベンゼン	C	3,855	3,900	3,900	1,441	3,801	3,801	1,392	34千ﾄﾝ不足
		R				2,841			2,375	
	キシレン	C	6,640	6,890	6,890	195	6,740	6,740	196	239千ﾄﾝ余剰
		R				6,894			6,783	
運転（千トン）	C2リサイクル		ー			537			382	
	ﾌﾟﾛﾋﾟﾚﾝ/ｴﾁﾚﾝ比		ー			0.630			0.647	OCT込

７．３ 地域別石油精製 LP 及び石油化学バランス統合モデルの構成と需給試算結果

国内各社は、各地域に分散する自社系列の地域生産拠点から連産する製品･半製品をバランスさせるために、自社生産拠点同士で相互授受を行う。

灯油のような季節商品を、冬場需要に備えて、夏場に各地域の生産拠点で備蓄することを除いて、日々、需給バランス調整のために、転送コストが費やされている。このようなコストは、近隣地域内での連携融通ができないために発生する。

近年は、再編と石油元売り間の地域間バーターによって、従来に比べて、各社の転送コストはかなり低減されているが、輸出競争力を高めていくためには、半製品、製品の転送は最大限削減しなければならない。

一方、全国石精石化統合モデルは、日本全体の各タイプの製油所と石化工場が一箇所に立地し、タイプ別の製油所間の製品･半製品の転送も発生しないという「ムダの徹底排除」と留分のノーブルユースを目指した理想解である。

地域別需給試算では、全国を関東、中部、瀬戸内に 3 分割し、各地域間で過不足のための最適な融通や転送を行わない条件で試算し、各地域の製品及び半製品の地域別インバランスをピックアップして、地域別の課題を抽出する。

７．３．１　3 地域別石精 LP 及び 3 地域別石化バランス統合モデルの構築

（１）3 地域別石精石化統合モデルの構築

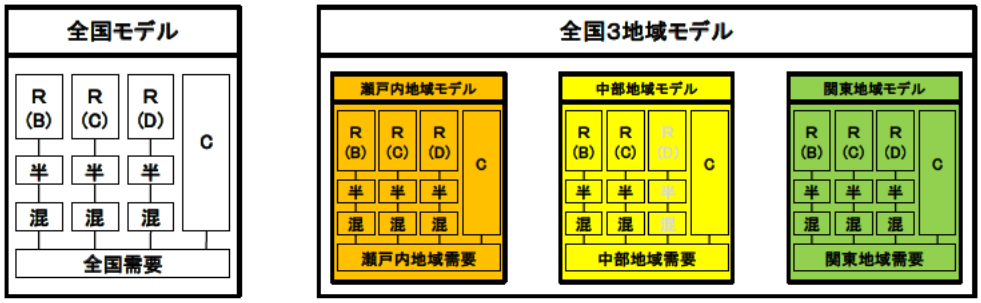
①地域別石精 LP モデルの構築

・関東、中部、瀬戸内地域に立地する各社の製油所を B タイプ、C タイプ、D タイプ別に集約する。

図表 7.3.1 の概念図に示すとおり、関東地域モデルは B･C･D タイプの 3 製油所と 1 石油化学を統合したモデルであり、中部地域は B･C タイプの 2 製油所と 1 石油化学を、瀬戸内地域は B･C･D タイプの 3 製油所と 1 石油化学を統合したモデルである。

一方、全国モデルは、B･C･D タイプの 3 製油所と 1 石油化学を統合したモデルである。

図表 7.3.1　全国モデルおよび地域別モデルの概念図



R(B)：B タイプ製油所、R(C)：C タイプ製油所（RFCC あり）、R(D)：D タイプ製油所（熱分解あり）、C：石油化学工場、半：半製品、混：混合

・関東、中部、瀬戸内 3 地域は、各地区別に、B、C、D タイプの石精 LP モデルと石化バランスモデルを内包する。
・地域内での B、C、D タイプ製油所間の転送は可能としたうえで、地域需要を満たすように稼働を決定する。

・前述のモデル構造に基づき、地域別に主要装置能力を図表 7.3.2 にまとめた。地域別石精 LP モデルの B･C･D タイプの製油所の構造と全国モデルの構造は同じである。
したがって、VAC、ナフサ･灯油脱硫装置、軽油深度脱硫装置、VGO 脱硫装置、重油直接脱硫装置他のプロセス能力も設備一覧に基づき、また各得率入力も全国モデルを転用した。
なお、製油所名のカッコは、現在、TOP を停止して、二次装置を稼働している製油所を示す。

・2024 年度試算で削除した装置：大阪国際（ENEOS）115,000BD（CDU）、29,000BD（FCC）、17,000BD（REF）

図表 7.3.2　各地域別のタイプ別製油所の主要精製能力

2019 年度実績　（千BD）

地域	タイプ	製油所名	CDU	FCC	REF	COKER
関東	B	ENEOS鹿島、出光千葉、コスモ千葉	564	121	76	0
	C	ENEOS仙台、千葉、根岸、出光北海道	694	190	132	0
	D	ENEOS川崎、東亜京浜、富士袖ケ浦	448	176	98	60
	計		1,706	487	305	60
中部	B	ENEOS(知多)コスモ四日市	86	31	45	0
	C	出光愛知、昭和四日市	415	111	81	0
	計		501	142	126	0
瀬戸内	B	ENEOS大阪、堺、和歌山、西部山口、出光(徳山)	498	142	124	0
	C	ENEOS大分、太陽四国	274	60	67	0
	D	ENEOS水島、麻里布、コスモ堺	540	149	82	81
	計		1,312	351	272	81
合計			3,519	980	703	141

2024 年度試算　（千BD）

地域	タイプ	製油所名	CDU	FCC	REF	COKER
関東	B	ENEOS鹿島、出光千葉、コスモ千葉	564	121	76	0
	C	ENEOS仙台、千葉、根岸、出光北海道	694	190	132	0
	D	ENEOS川崎、東亜京浜、富士袖ケ浦	448	176	98	60
	計		1,706	487	305	60
中部	B	ENEOS(知多)コスモ四日市	86	31	45	0
	C	出光愛知、昭和四日市	415	111	81	0
	計		501	142	126	0
瀬戸内	B	ENEOS堺、和歌山、西部山口、出光(徳山)	383	113	107	0
	C	ENEOS大分、太陽四国	274	60	67	0
	D	ENEOS水島、麻里布、コスモ堺	540	149	82	81
	計		1,197	322	255	81
合計			3,404	951	686	141

②地域別石化バランスモデルの設計と作成

・国内 8 ヵ所のエチレンセンターを 1 つのエチレンセンターと見なしてモデル化した全国モデルに対し、3 地域別石化モデルでは、国内を関東、中部、瀬戸内の 3 地域に分けた。地域モデルのエチレン生産の 3 地域合計は、全国のエチレン生産量に相当する。

・地域別石化バランスモデルは、石精モデルと異なり、製品ブレンドをともなわないので、LP 化せず、表計算ソフトのスプレッドシート上にエチレンセンターからの留分の流れを構築しており、ナフサ等の原料別に、エチレン、プロピレン、BTX 等の製品の得率をセットして、原料別の得率に応じて各製品の生産量を計算している。
そのため、地域別石化バランスモデルの作成も、全国石化モデルに準じて確立した。

（２）地域別石精モデルと地域別石化モデルの精度確認

①地域別石精モデルの同定と精度確認

地域別石精 LP モデルも、全国石精 LP モデルと同じく、2014 年度実績で同定した地域別 LP モデルを今回のモデルのベースとした。

②地域別石化バランスモデルの精度確認

・地域別石化（エチレン、プロピレン等）バランスの調整は、分解炉の各種ナフサ、ブタン等の原料を変えることによって実施し、各装置の得率変更にはよらなかった。

・チューニング（実績値によるモデルの同定）では、全国の製品の集計と地域の集計値が合致することをもって収束したとみなす。
エチレン及びプロピレンは代表生産物であるため、全国及び各地域別にも生産量が公表されている。
一方、エチレンセンターの生産得率に最も影響を及ぼす各種ナフサ、ブタン等の原料比率は、RING 調査によっておおむね、全国の比率と各地域の合計比率を合致させた。
エチレン、プロピレン、ブタジエン、イソプレン、ベンゼン、キシレン、CBO の得率は、各種ナフサ及びブタン等の原料によって代表値を設定している。
そこで、最初に、エチレンとプロピレンの各地域の試算値と実績値を照合し、差分がなくなるように原料を入替えていった。エチレンとプロピレンが合ったところで、ブタジエン以下各製品の地域別集計値と全国値が合致するよう調整した。このような一巡の試算トライでは収束しないため、主に原料を調整しながら全ての製品が収束するように試算を繰返した。

・その結果、全国値と地域別の試算合計値を±3%以内に合せこむことができた。

③3 地域別石精 LP モデルと 3 地域別石化バランスモデルの統合

おおむね±3%の精度で確立した 3 地域別石精 LP モデル及び石化バランスモデルを統合して、2024 年度の 3 地域別試算を行うこととした。

（３）3 地域別石精 LP モデルの前提条件

①石油製品の 3 地域別要生産量

・要生産量設定の考え方は、全国モデルと同様である。
要生産量＝内需想定－輸入量想定＋輸出量想定
・内需、輸入、輸出のそれぞれについて、下記のように 3 地域に按分した。
内需：2019 年度地域別石油製品別販売量比率×2024 年度全国石油製品別需要想定量
輸入：2019 年度地域別石油製品別輸入量比率×2024 年度全国石油製品別輸入想定量
輸出：2019 年度地域別石油製品別輸出量比率×2024 年度全国石油製品別輸出想定量
・ボンドジェット、バンカーC 重油の出荷量は、統計データがないため、下記のように 3 地域に按分した。
ボンドジェット：2019 年度地域別出入国者比率×2024 年度想定量
バンカーC 重油：2019 年度地域別港湾貨物輸出量比率×2024 年度想定量
・なお、それぞれの地域別比率を算出するため、下記の地域区分（図表 7.3.3 参照）に従い、都道府県別等のデータを 3 地域に集約し用いた。

図表 7.3.3　地域区分

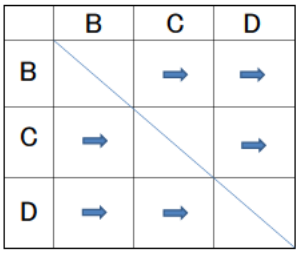
地域	都道府県
関東	北海道、青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島、茨城、栃木、群馬、埼玉、千葉、東京、神奈川、山梨、新潟、静岡 1/2
中部	長野、静岡 1/2、愛知、三重、岐阜、滋賀、奈良
瀬戸内	富山、石川、福井、京都、大阪、兵庫、和歌山、岡山、広島、山口、鳥取、島根、徳島、香川、愛媛、高知、福岡、佐賀、長崎、熊本、大分、宮崎、鹿児島、沖縄

②3 地域の B･C･D 各タイプ製油所にフィードする原油の種類
・アドバンスト LP は、諸々の前提条件をセットしたうえで、数ある原油種から目的関数の利益最大又はコスト最小になるような最適原油の種類選択と量を決定する。
しかし、原油選択及び改善策を包括した最適化を行うと、現実と乖離した解（スーパーソリューション）になったことを確認しにくく、解の解析に多大な労力を費やす。
また、全ての改善策が包含されているため、一つ一つの改善策の効果が見えない。特に、原油を変更した場合は、詳細な効果の解析は更に困難になる。
・そこで、2024 年度の試算に用いる原油の油種比率は、先ずは、2019 年度の地域別･タイプ別の実績油種比率と同じとした。2019 年度の原油処理油種比率の状態でインバランス等を確認し、次回検討で、改善策の一つとして、原油種を変化させることとする。

③装置得率、混合基材の性状、ガソリン、軽油、A 重油、C 重油の品質規格値
全国石精 LP モデルの前提条件と同一である。

（4）地域内 B･C･D タイプ製油所間の転送ルート
①基本的考え方
・同一地域の B･C･D タイプ製油所間で、半製品の転送が可能であるとして、転送ルートを図表 7.3.4 のとおり設定した。
払出しパスは B⇒C、B⇒D、C⇒B、C⇒D、D⇒B、D⇒C である。

図表 7.3.4　地域内タイプ別製油所間の半製品転送ルート



②2024 年地域別石精 LP モデルの地域製油所間転送

・図表 7.3.5 に、今年度の試算に設定した地域内の製油所間転送量をまとめる。

・地域別のモデルを解くうえで、タイプ別製油所間の半製品の転送量設定は、需給経験を最も必要とされる部分である。

図表 7.3.5　地域内の半製品相互転送量の設定

転送量　　＋:持ち込み、 －:持ち出し

		関東B	関東C	関東D	中部B	中部C	中部D	瀬戸内B	瀬戸内C	瀬戸内D	関東合計	中部合計	瀬戸内合計	合計B	合計C	合計D	総合計
		関東B	関東C	関東D	中部B	中部C	中部D	瀬戸内B	瀬戸内C	瀬戸内D				全国B	全国C	全国D	
輸入	LN	76	0	133	427	200	0	2,105	267	0	209	627	2,372	2,608	467	133	3,208
輸入	HN	681	0	267	1,014	400	0	716	533	170	947	1,414	1,420	2,411	933	437	3,781
転送	DSVGO	210	-600	390	211	-211	0	656	0	-656	0	0	0	1,077	-811	-266	0
転送	HGO	-400	0	400	600	-600	0	-280	0	280	0	0	0	-80	-600	680	0
転送	LCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	HN	0	0	0	0	0	0	-310	740	-430	0	0	0	-310	740	-430	0
輸入	DK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	AR	-200	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-200	0	200	0
転送	DGO	200	900	-1,100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	900	-1,100	0
転送	DSAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	VR				-400			-640		1,040	0	-400	400	-1,040	0	1,040	0

③2024 年度地域別石精 LP モデルの試算方法

・原油処理現状維持ケース：全国モデルと同様に、地域毎の 2019 年度の原油処理量実績処理量を設定した。D タイプはフル稼働、C タイプは 2019 年度実績とし、B タイプでバランスとした。揮発油の要生産量にも上限制約を設けなかった。また、灯軽油等の石油製品の要生産量も下限設定のみとした。

ただし、揮発油要生産量以上の生産量は、全て輸出可能とした。

・揮発油需要見合いケース：従来の方法で、揮発油の要生産量を設定して、それに見合う原油処理量で試算する。ただし D タイプ、C タイプは前項原油処理現状維持ケースと同じ解となる。揮発油生産は、ほとんどの二次精製装置に関わるために、揮発油の生産量設定が上限となって、TOP 稼働量も制約を受ける。

④設備の適正稼働率、及び装置余力の単位前提は下記の通りとする。

・COKER、RDS の年間適正稼働日数：310 日とした。365 日ベースでは、85%となる。

・COKER、RDS を除く全ての装置の年間適正稼働日数：330 日とした。365 日ベースでは、90%となる。

・330 日ベースの稼働率：実稼働量（BBL）を公称能力（BD）×330 日で除した値

・装置能力余力：公称能力（BD）×（１－330 日ベースの稼働率）

７．３．２　2024 年度関東地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察

2024 年度地域別石精モデルによる関東地域の試算結果と解析を以下に述べる。

・全国モデルと同様に、原油処理現状維持ケースでは関東地域の 2019 年度の原油処理量実績処理量を設定して、揮発油の要生産量は下限設定のみで上限制約を設けなかった。

・2024 年度の試算結果考察では、原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースとを比較して、輸出量等の違いと今後の対応を検討した。

（１）関東地域の B、C、D タイプ製油所の主要装置稼働率

①B、C、D 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 7.3.6 にまとめる。参考として、揮発油需要見合いケースの試算結果も示す。

②原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースによる主要装置稼働率の比較

・今年度の原油処理現状維持ケース試算では、D タイプはフル稼働、C タイプは 2019 年度実績とした結果、B,C タイプの TOP 稼働は 82%、86%となった。一方で B タイプ製油所の FCC 及び REF はフル稼働となった。B タイプにキシレン抽出が偏っていることによると思われる。

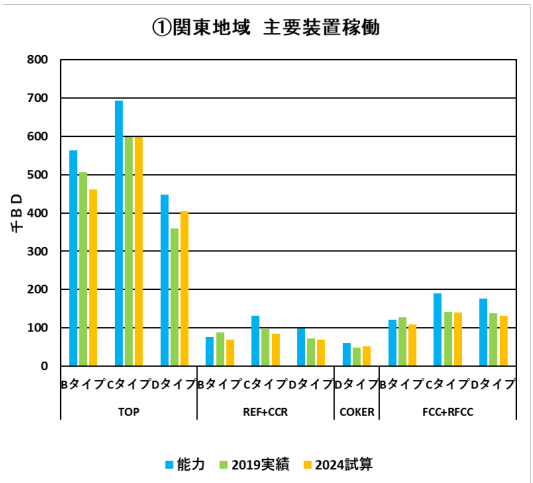
・関東地域は、唯一、不均化装置が一基もないことで、アロマ留分のキシレン、ベンゼン転換のルートが小さいので、REF の稼働率が低い。また、低効率の旧式固定床 REF が多い。

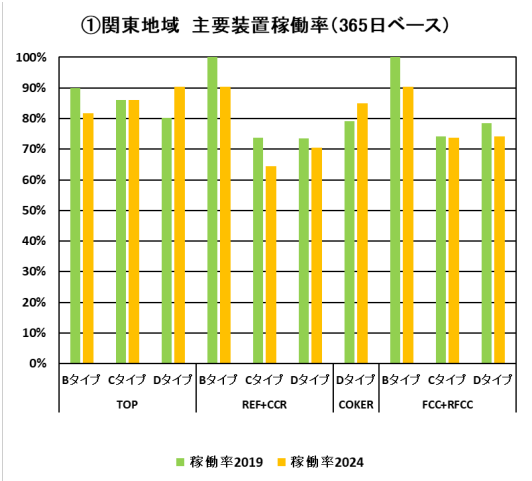
図表 7.3.6　2024 年度の LP モデルの試算結果

原油処理量設定－関東地域　B,C,D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

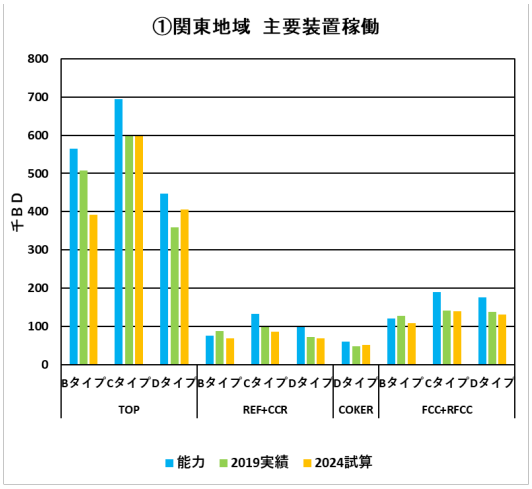
	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	564	694	448	76	132	98	60	121	190	176
2024試算	461	597	405	68	85	69	51	109	140	130
稼働率(365日)	82%	86%	90%	90%	64%	70%	85%	90%	74%	74%

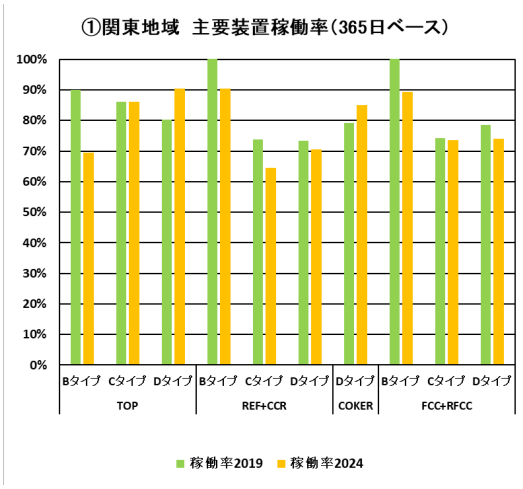




揮発油要生産量設定－関東地域　B, C, D タイプ製油所の主要装置稼働率

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	564	694	448	76	132	98	60	121	190	176
2024試算	392	597	405	68	85	69	51	108	140	130
稼働率（365日）	69%	86%	90%	90%	64%	70%	85%	89%	74%	74%





（２）関東地域の各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①関東地域 B タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.7 に示す。

・B タイプ製油所の常圧蒸留装置（TOP）では、56.4 万 BPD の原油処理能力に対し、フル稼働に達しなかった。一方で FCC 及び REF はフル稼働となった。

図表 7.3.7　2024 年度の試算結果　B タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

関東地域 B タイプ試算結果：**原油処理量設定**

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			29,433	100%	26,772	100%
生産量	揮発油		6,571	22%	5,593	21%
	ナフサ		3,910	13%	3,656	14%
	灯油	JET	3,548		1,627	
		灯油	2,124		3,109	
		小計	5,672	19%	4,736	18%
	軽油	軽油	6,609		6,776	
		A重油	1,648		2,211	
		小計	8,257	28%	8,987	34%
	C重油		2,513	9%	1,809	7%
	燃料油計		26,922	91%	24,781	93%
	LPG、副製品		1,967	7%	2,533	9%
	自家燃、損耗、転送等		544	2%	▲542	▲2%
	総計		29,433	100%	26,772	100%
稼働率	TOP		99%（330日）	90%（365日）	90%（330日）	82%（365日）
	FCC		117%（330日）	106%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	REF		128%（330日）	116%（365日）	100%（330日）	90%（365日）

関東地域 B タイプ試算結果：**揮発油量設定**

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			29,433	100%	22,744	100%
生産量	揮発油		6,571	22%	5,078	22%
	ナフサ		3,910	13%	3,213	14%
	灯油	JET	3,548		1,033	
		灯油	2,124		3,109	
		小計	5,672	19%	4,142	18%
	軽油	軽油	6,609		4,704	
		A重油	1,648		2,663	
		小計	8,257	28%	7,367	32%
	C重油		2,513	9%	1,120	5%
	燃料油計		26,922	91%	20,919	92%
	LPG、副製品		1,967	7%	2,379	10%
	自家燃、損耗、転送等		544	2%	▲555	▲2%
	総計		29,433	100%	22,744	100%
稼働率	TOP		99%（330日）	90%（365日）	77%（330日）	69%（365日）
	FCC		117%（330日）	106%（365日）	99%（330日）	89%（365日）
	REF		128%（330日）	116%（365日）	100%（330日）	90%（365日）

②関東 C タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.8 に示す。

・常圧蒸留装置（TOP）は、2019 年度実績の処理量に設定した。69.4 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 95%稼働になったが、FCC は 81%、REF は 71%稼働となり B タイプとは違いフル稼働に達しなかった。
REF は旧タイプの固定床でリフォーメートの得率が低く、かつ、不均化装置がないので、アロマ留分への転換が少ない。

・本 LP の目的関数が利益最大に設定しているので、LSC（低硫黄 C 重油）の生産のために、低硫黄の DSAR（直脱重油）を混合基材として使うので、本来なら RFCC 原料となるべきところが競合し原料不足になっている。
LSC－05 の混合内訳に示すように、LSC 重油の粘度及び硫黄分規格を調整するために、DSAR が中心基材となっている。

・揮発油の価格が LSC 重油に比べて、相対的に高い場合は、利益最大化にむけて FCC の稼働をフルにするが、揮発油内需減の環境では、RFCC の稼働を低下し、LCO＋CLO の生産量も減じる方向に動く。実際の生産計画にもこのような状況が発生している。

図表 7.3.8　2024 年度の試算結果：C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

関東地域 C タイプ試算結果：原油処理量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			34,674	100%	34,674	100%
生産量	揮発油		8,786	25%	8,786	25%
	ナフサ		1,600	5%	2,727	8%
	灯油	JET	2,615		2,615	
		灯油	2,667		2,667	
		小計	5,281	15%	5,281	15%
	軽油	軽油	8,898		11,186	
		A重油	2,297		1,075	
		小計	11,195	32%	12,261	35%
	C重油		3,813	11%	2,871	8%
	燃料油計		30,675	88%	31,926	92%
	LPG、副製品		2,092	6%	2,744	8%
	自家燃、損耗、転送等		1,908	6%	4	0%
	総計		34,674	100%	34,674	100%
稼働率		TOP	95%（330日）	86%（365日）	95%（330日）	86%（365日）
		FCC	82%（330日）	74%（365日）	81%（330日）	74%（365日）
		REF	82%（330日）	74%（365日）	71%（330日）	64%（365日）

関東地域 C タイプ試算結果：揮発油量設定

原油処理設定 C タイプと同じ解

③関東地域 D タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

D タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.9 に示す。

・常圧蒸留装置（TOP）は、2024 年度に想定される 44.8 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 100%とフル稼働になる。COKER もフル稼働となるが、FCC 及び REF はフル稼働に届かない。

図表 7.3.9　2024 年度の試算結果：D タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

関東地域 D タイプ試算結果：原油処理量設定　関東地域 D タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			20,846	100%	23,507	100%
生産量	揮発油		7,663	37%	8,641	37%
	ナフサ		1,587	8%	1,456	6%
	灯油	JET	1,817		2,049	
		灯油	1,290		1,455	
		小計	3,107	15%	3,504	15%
	軽油	軽油	4,707		4,085	
		A重油	1,054		2,691	
		小計	5,761	28%	6,777	29%
	C重油		1,025	5%	1,012	4%
	燃料油計		19,143	92%	21,389	91%
	LPG、副製品		1,327	6%	2,825	12%
	自家燃、損耗、転送等		375	2%	▲708	▲3%
	総計		20,846	100%	23,507	100%
稼働率		TOP	89%（330日）	80%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		FCC	87%（330日）	78%（365日）	82%（330日）	74%（365日）
		COKER	93%（310日）	79%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	81%（330日）	73%（365日）	78%（330日）	70%（365日）

原油処理設定 D タイプと同じ解

④2024 年度の B＋C＋D タイプ製油所の製品生産量と主要装置稼働率

以上の関東地域 B、C、D タイプ製油所の 2024 年度製品生産量の合計と主要装置稼働率を図表 7.3.10 に示す。詳細は、先の（１）②項を参照。

図表 7.3.10　2024 年度の試算結果　B＋C＋D タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

関東地域の合計試算結果：原油処理量設定　　関東地域の合計試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			84,953	100%	84,953	100%
生産量	揮発油		23,020	27%	23,020	27%
	ナフサ		7,097	8%	7,839	9%
	灯油	JET	7,980		6,291	
		灯油	6,080		7,230	
		小計	14,060	17%	13,521	16%
	軽油	軽油	20,214		22,047	
		A重油	4,999		5,977	
		小計	25,213	30%	28,025	33%
	C重油		7,350	9%	5,691	7%
	燃料油計		76,740	90%	78,096	92%
	LPG、副製品		5,386	6%	8,102	10%
	自家燃、損耗、転送等		2,827	3%	▲1,246	▲1%
	総計		84,953	100%	84,953	100%
稼働率		TOP	95%（330日）	86%（365日）	95%（330日）	86%（365日）
		FCC	92%（330日）	84%（365日）	86%（330日）	78%（365日）
		COKER	93%（310日）	79%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	93%（330日）	84%（365日）	81%（330日）	73%（365日）

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			84,953	100%	80,924	100%
生産量	揮発油		23,020	27%	22,505	28%
	ナフサ		7,097	8%	7,395	9%
	灯油	JET	7,980		5,697	
		灯油	6,080		7,230	
		小計	14,060	17%	12,927	16%
	軽油	軽油	20,214		19,976	
		A重油	4,999		6,429	
		小計	25,213	30%	26,405	33%
	C重油		7,350	9%	5,002	6%
	燃料油計		76,740	90%	74,234	92%
	LPG、副製品		5,386	6%	7,949	10%
	自家燃、損耗、転送等		2,827	3%	▲1,259	▲2%
	総計		84,953	100%	80,924	100%
稼働率		TOP	95%（330日）	86%（365日）	90%（330日）	82%（365日）
		FCC	92%（330日）	84%（365日）	86%（330日）	78%（365日）
		COKER	93%（310日）	79%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	93%（330日）	84%（365日）	81%（330日）	73%（365日）

（３）2024 年度関東地域石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

①図表 7.3.11 に、関東地域石精 LP モデルによる 2024 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。

②HSA-05（高硫黄 A 重油）は全く生産せず、HSC-35（高硫黄 C 重油）も低生産にとどまっている。本 LP 解は、利益最大を目指すスーパーソルーションの傾向がある。

③軽油、LSA－03、LSC－05、MSC－20 混合内訳

・軽油：

－軽油の全生産量 22,047 千 KL の内、脱硫灯油（DK）の混合比率は、18%、脱硫軽油（HC 分解軽油を含む）は 80%である。

－軽油深度脱硫装置への LCO 混合チャージ上限 15%に設定

軽油需要想定は他製品に比較して安定基調にあるので、実勢に合せて LCO 基材の活用条件を緩和したところ、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィードに、2,420 千 KL と上限の 15%の LCO が投入されている。

・LSA－03（硫黄分 0.3wt%）：

全生産量 5,977 千 KL の内、製品品質規格を満足するために脱硫軽油（DGO）が 49%、LCO が 45%、混合されている。

IMO 対応において、脱硫軽油は、船舶用低硫黄ディーゼル用途への増加が期待される。

・LSC－05（硫黄分 0.5wt%）：

－全生産量 5,157 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、28%混合されている。

ただし、硫黄分調整のために、DSLGO（硫黄分 0.001 wt%）が 8%、DSAR（直脱重油硫黄分 0.3 wt%）が 63%も混合されている。CLO、DSLGO ともに軽油相当の低粘度であるから、製品 LSC－05 の粘度は低くなる。

－LSC－05 生産量の上限を設定していないので、DSAR が、LSC の混合に優先して利用される。

RFCC 原料を奪う解となり、FCC 装置がフル稼働に至らない要因となっている。

関東地域の C タイプ製油所の LSC 生産量の 56%が DSAR である。

－全国石精 LP モデル前提の CLO は、FCC＋RFCC で同一基材とし、平均値の硫黄分 1.05wt%として処理している。

近年 CLO の硫黄分は、低下傾向にあるので、今後の C 重油混合の精度を向上するために、FCC の CLO(硫黄分約 0.3 wt%)、RFCC の CLO（硫黄分約 1.5 wt%）を基材別に混合するモデル改良が必要になってくる。

・MSC－20（硫黄分 2.0wt%）：

－VR（減圧残渣油）475 千 KL を主に CLO＋LCO で粘度調整して、硫黄分 2.0wt%の MSC が、1,087 千 KL 生産される。

－IMO 規制強化後の B タイプ製油所 VR 処理の対応

MSC の生産量の上限を設定していないので、VR を処理するために、必要以上に MSC を生産することになった。IMO 規制以降の利用先の確保が喫緊の課題である。

④LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要

・原油処理現状維持ケースの関東地域石精 LP モデル（B、C、D タイプ）では、LCO＋CLO が A 重油、C 重油に高い割合でブレンドできている。

図表 7.3.11　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

関東　　軽油、A重油、C重油　混合内訳

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油　ブレンド				
製品	6,776	11,186	4,085	22,047
DK	1,016	1,840	1,199	4,056
HC_K	0	332	0	332
DGO	5,571	7,948	2,214	15,733
HC_LGO	188	1,066	673	1,927
LSA-03　ブレンド				
製品	2,211	1,075	2,691	5,977
K	111	54	135	299
DK	0	0	0	0
DGO	1,089	529	1,326	2,944
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	1,001	486	1,218	2,705
Lt AR	11	5	13	30

製油所タイプ	B	C	D	合計
LSC-05 ブレンド				
製品	2,118	3,039	0	5,157
DSLGO	0	401	0	401
LCO	0	0	0	0
LS HP	29	0	0	29
DSAR	1,558	1,704	0	3,263
CLO	531	933	0	1,464
LGO	0	0	0	0
MSC-20　ブレンド				
製品	0	0	1,087	1,087
LGO	0	0	0	0
DSLGO	0	0	0	0
LCO	0	0	69	69
Lt AR	0	0	0	0
LS HP	0	0	0	0
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	544	544
Lt VR	0	0	475	475
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
HSC-35　ブレンド				
製品	0	1	55	56
LGO	0	0	0	0
LCO	0	0	2	3
Lt AR	0	0	0	0
Hy AR	0	1	25	26
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	27	28
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
Hy VR	0	0	0	0
LS HP	0	0	0	0

LCOとCLOの留分の行先　　千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	6,323	148	7,565	14,035
RFCC	0	7,975	0	7,975
合計	6,323	8,123	7,565	22,010
軽油深脱稼働				
DDS能力	147	173	195	515
DDS能力最大稼働(90%)	7,713	9,051	10,232	26,996
DDS通油量	5,604	6,543	3,988	16,134
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	841	981	598	2,420
製品生産量				
軽油	6,776	11,186	4,085	22,047
LSA	2,211	1,075	2,691	5,977
HSA	0	0	0	0
LSC	2,118	3,039	0	5,157
MSC	0	0	1,087	1,087
HSC	0	1	55	56
LCO使用先				
軽油深脱	841	981	598	2,420
LSA	1,001	486	1,218	2,705
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	0	0
MSC	0	0	69	69
HSC	0	0	2	3
合計	1,841	1,468	1,887	5,196
CLO使用先				
LSC	531	933	0	1,464
MSC	0	0	544	544
HSC	0	0	27	28
合計	531	934	571	2,035

・LCO の全生産量は、5,196 千 KL で、行先は軽油　2,420 千 KL（47%）、LSA に 2,705 千 KL（52%）、LSC 0 千 KL（0%）、MSC 69（1%）である。

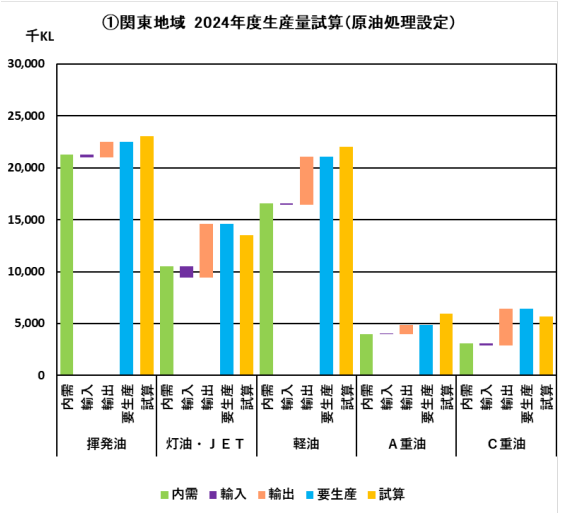
・CLO の全生産量は、2,035 千 KL で、行先は LSC に 1,464 千 KL（72%）、MSC に 544 千 KL（27%）消費されている。

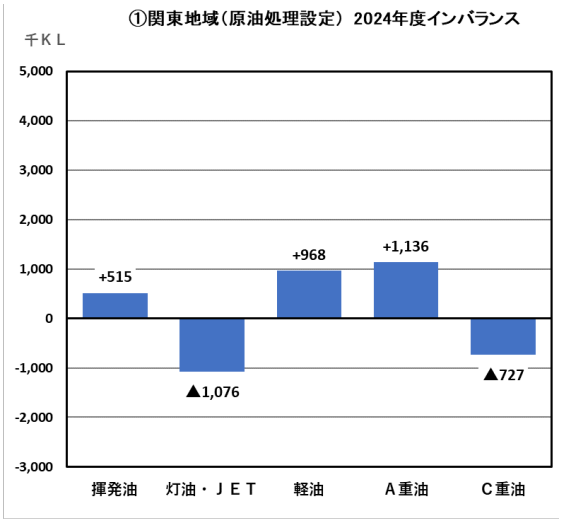
・石精 LP モデルの品質は、硫黄分、粘度、セタン指数を簡略に連立式化している。
しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）等の他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

（４）2024 年度関東地域の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察
関東地域の石油製品需給バランスの結果を図表 7.3.12 にまとめる。
揮発油の要生産量を設定（揮発油需要見合いケース）した時の石油製品需給バランスの結果も参考として示し、比較のもとに結果を分析する。

図表 7.3.12　2024 年度試算結果のまとめ　関東地域（B＋C＋D）の需給バランス
2024 年度の試算結果（原油処理量設定）

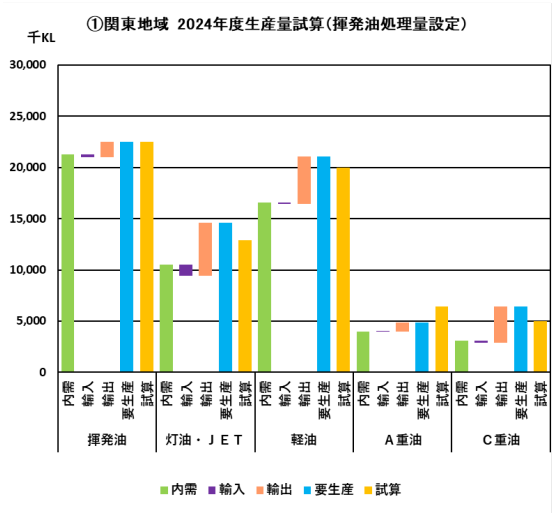
			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	84,953						84,953	±0	
製品生産量	揮発油	千KL	23,020	21,279	276	1,502	22,505	▲ 515	23,020	＋515	2,017
	ナフサ	千KL	7,097	23,023	12,930	2	10,095	2,997	7,839	▲ 2,256	▲ 2,254
	JET、灯油	千KL	14,060	10,492	1,087	5,192	14,597	536	13,521	▲ 1,076	4,116
	軽油	千KL	20,214	16,600	151	4,631	21,080	866	22,047	＋968	5,599
	A重油	千KL	4,999	3,964	4	881	4,841	▲ 157	5,977	＋1,136	2,017
	B･C重油	千KL	7,350	3,119	222	3,521	6,419	▲ 931	5,691	▲ 727	2,794
	燃料油計	千KL	76,740	78,477	14,670	15,729	79,536	2,796	78,096	▲ 1,440	14,289

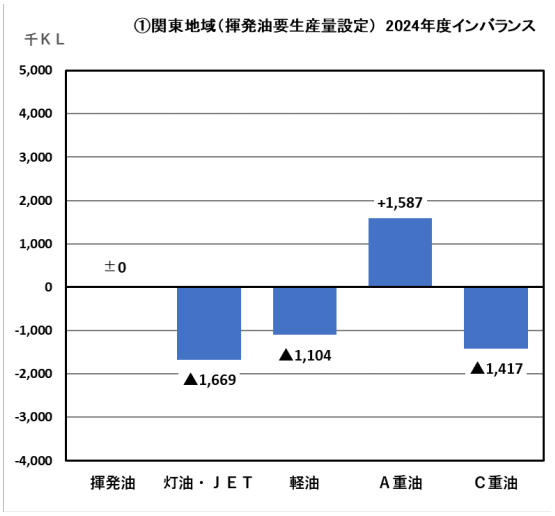




2024 年度の試算結果（揮発油要生産量設定）

			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	84,953						80,924	▲ 4,028	
製品生産量	揮発油	千KL	23,020	21,279	276	1,502	22,505	▲ 515	22,505	±0	1,502
	ナフサ	千KL	7,097	23,023	12,930	2	10,095	2,997	7,395	▲ 2,699	▲ 2,698
	JET、灯油	千KL	14,060	10,492	1,087	5,192	14,597	536	12,927	▲ 1,669	3,522
	軽油	千KL	20,214	16,600	151	4,631	21,080	866	19,976	▲ 1,104	3,527
	A重油	千KL	4,999	3,964	4	881	4,841	▲ 157	6,429	＋1,587	2,469
	B･C重油	千KL	7,350	3,119	222	3,521	6,419	▲ 931	5,002	▲ 1,417	2,105
	燃料油計	千KL	76,740	78,477	14,670	15,729	79,536	2,796	74,234	▲ 5,302	10,427





①2019 年度の原油処理実績維持に伴う必要輸出量の増加と輸出競争力強化の命題

・原油処理現状維持ケースでは、関東地域の原油処理量は、2019 年度実績 84,953 千 KL に設定したので、揮発油需要見合いケースの原油処理量 80,924 千 KL に較べると、4,028 千 KL(365 日ベース：69 千 BD）多い。

2024 年度の生産余剰インバランス量は、ナフサを除くと 815 千 KL（▲1,440＋2,256：14 千 BD）で、TOP 適正稼働量に換算すると 14/(0.904×0.932)＝17 千 BD の TOP 能力余剰に相当する。(ナフサ込みでは、▲243～▲312 千 BD 余力)

・2024 年度における関東地域の内需減退分相当の輸出量追加

関東地域の TOP 能力 1,706 千 BD を適正稼働量に維持するためには、2024 年度で、17 千 BD 能力削減するか、内需の減退分を輸出追加する必要がある。

②揮発油の必要輸出量の増加、揮発油留分の石化シフト対応加速の必要

・揮発油需要見合いケースでは、揮発油の内需減退に合せて原油処理量を減少しバランスさせていたが、原油処理現状維持ケースでは原油処理量維持により、揮発油の 2024 年度における余剰インバランスが＋515 千 KL となった。

－2024 年度、関東地域は揮発油輸出量 2,017 千 KL に対する備え必要

したがって、揮発油の総輸出量は、従来の 1,502 千 KL に加えて、内需減退分で発生した

＋515 千 KL を加えると、2,017 千 KL の揮発油輸出体制を備えておかなければならない。
今後関東地域は、揮発油大型輸出に向けて、共同輸出体制の構築が必要である。

－揮発油留分の石化シフト
輸出に頼りきるだけでなく、揮発油留分を、より付加価値の高い BTX 生産へ「石化シフト」することの並行の対策を備えておく必要がある。
特に、関東地域で最大規模の千葉地区は不均化設備がなく、他より不利な状況にある。

③ナフサ留分のインバランス対応
・原油処理現状維持ケースでは、原油処理量を 2019 年度維持 84,953 千 KL しているものの、要生産量に対して 2,256 千 KL の不足となる。関東地域へのナフサ輸入を追加する。

④中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）バランスへの対応、IMO 規制の影響
・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量が減るので JET＋灯油＋軽油＋A 重油は、輸出を含む要生産量に対して 1,186 千 KL の不足となる。
・原油処理現状維持ケースでは、原油処理量を 2019 年度に維持しているので、JET＋灯油＋軽油＋A 重油のインバランスは、大きく改善されるもののまだ 1,028 千 KL の不足となるが、ガソリンの生産余剰が＋515 千 KL あることから、ガソリン生産減による HN～KERO スウィング調整等で改善できる。
又は、関東地域からの中間留分の輸出を抑制する。

⑤C 重油インバランス、IMO 規制強化への対応
・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量の減少でも関東地域の C 重油の要生産量に対し、1,417 千 KL の生産不足であり、原油処理現状維持ケースでは 727 千 KL の生産不足である。重油輸出減少となるのは好ましい方向にある。
C 重油生産量 6,300 千 KL のうち、LSC－05 は 82%（5,157 千 KL）、MSC20＋HSC35 は 18%（1,087＋56）で、低硫黄バンカーC 重油となる LSC が多い。
ただし、先に分析したとおり、粘度規格に対して、大幅なロス（粘度ギブアウェイ）を引起こしている。MSC－20 を生産せざるを得ない VR 量は、475 千 KL であるので、希釈による直脱へのフィード増、ユリカ、コーカー等の重油分解能力アップが有効である。

・VR 留分の分解の必要性（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示対応）
FCC－VGO フィード確保、潤滑油を生産する過程で VR 留分は副産物として、留出せざるを得ない。特に、原油処理量の減少下、FCC フィード原料確保のために、AR は、VAC で VGO をほとんど搾取られている。
したがって、余剰重質油は、VR である。MSC＋HSC の余剰を抑制するために、今後とも、VR 留分の高分解（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示）への対応は進めておかなければならない。

７．３．３　2024 年度中部地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察
2024 年度地域別石精モデルによる中部地域の試算結果と解析を以下に述べる。

・全国モデルと同様に、原油処理現状維持ケースでは中部地域の 2019 年度の原油処理量実績処理量を設定して、揮発油の要生産量は下限設定のみで上限制約を設けなかった。
・2024 年度の試算結果考察では、原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースとを比較して、輸出量等の違いと今後の対応を検討した。

（１）中部地域の B、C タイプ製油所の主要装置稼働率

①B、C 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 7.3.13 にまとめる。参考として、揮発油需要見合いケースの試算結果も示す。

②原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースによる主要装置稼働率の比較

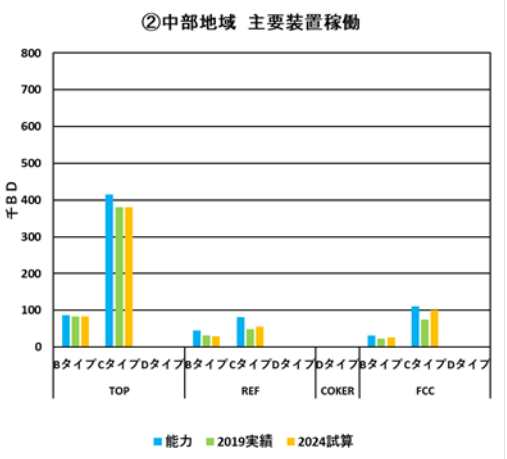
・今年度の試算では、B,C タイプ夫々原油の処理量を 2019 年度実績とし、揮発油の生産量を固定しなかった。
・また、C タイプの RFCC はフル稼働であるが、B タイプは低稼働である。REF は B、C タイプとも低稼動である。

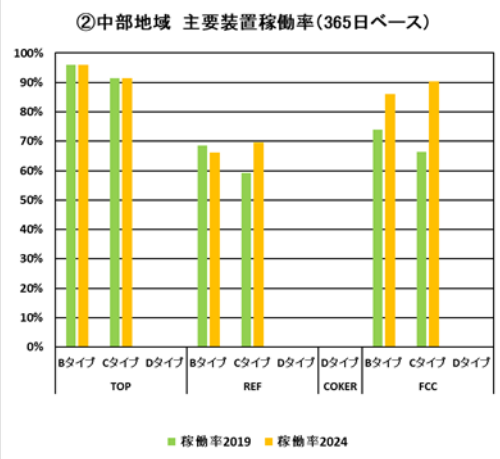
図表 7.3.13　2024 年度の中部地域　B,C タイプ製油所の主要装置稼働率

原油処理量設定－中部地域　B,C タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	86	415	0	45	81	0	0	31	111	0
2024試算	83	380	0	30	56	0	0	27	100	0
稼働率(365日)	96%	92%	0%	66%	70%	0%	0%	86%	90%	0%

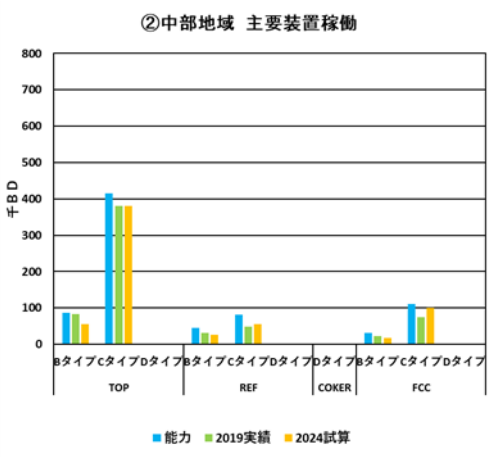


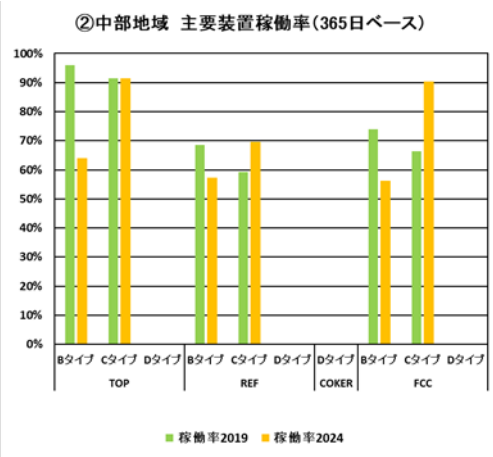


揮発油要生産量設定－中部地域　B,C タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	86	415	0	45	81	0	0	31	111	0
2024試算	55	380	0	26	56	0	0	17	100	0
稼働率(365日)	64%	92%	0%	57%	70%	0%	0%	56%	90%	0%





（２）中部地域の各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①中部地域 B タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.14 に示す。

図表 7.3.14　2024 年度の試算結果　B タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

中部地域 B タイプ試算結果：原油処理量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			4,794	100%	4,794	100%
生産量	揮発油		1,752	37%	1,752	37%
	ナフサ		289	6%	1,353	28%
	灯油	JET	112		112	
		灯油	623		623	
		小計	735	15%	735	15%
	軽油	軽油	1,179		1,180	
		A重油	316		572	
		小計	1,494	31%	1,752	37%
	C重油		387	8%	186	4%
	燃料油計		4,657	97%	5,778	121%
	LPG、副製品		727	15%	670	14%
	自家燃、損耗、転送等		▲591	▲12%	▲1,654	▲35%
	総計		4,794	100%	4,794	100%
稼働率		TOP	106%（330日）	96%（365日）	106%（330日）	96%（365日）
		FCC	82%（330日）	74%（365日）	95%（330日）	86%（365日）
		REF	76%（330日）	68%（365日）	73%（330日）	66%（365日）

中部地域 B タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			4,794	100%	3,196	100%
生産量	揮発油		1,752	37%	1,168	37%
	ナフサ		289	6%	1,327	42%
	灯油	JET	112		75	
		灯油	623		415	
		小計	735	15%	490	15%
	軽油	軽油	1,179		844	
		A重油	316		293	
		小計	1,494	31%	1,137	36%
	C重油		387	8%	36	1%
	燃料油計		4,657	97%	4,158	130%
	LPG、副製品		727	15%	518	16%
	自家燃、損耗、転送等		▲591	▲12%	▲1,481	▲46%
	総計		4,794	100%	3,196	100%
稼働率		TOP	106%（330日）	96%（365日）	71%（330日）	64%（365日）
		FCC	82%（330日）	74%（365日）	62%（330日）	56%（365日）
		REF	76%（330日）	68%（365日）	63%（330日）	57%（365日）

②中部 C タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.15 に示す。

図表 7.3.15　2024 年度の試算結果　C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

中部地域 C タイプ試算結果：原油処理量設定　中部地域 C タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			22,044	100%	22,044	100%
生産量	揮発油		6,273	28%	6,273	28%
	ナフサ		725	3%	2,003	9%
	灯油	JET	1,796		1,796	
		灯油	1,761		1,761	
		小計	3,557	16%	3,557	16%
	軽油	軽油	5,280		5,569	
		A重油	1,214		811	
		小計	6,494	29%	6,380	29%
	C重油		1,382	6%	1,640	7%
	燃料油計		18,431	84%	19,852	90%
	LPG、副製品		1,485	7%	1,852	8%
	自家燃、損耗、転送等		2,128	10%	340	2%
	総計		22,044	100%	22,044	100%
稼働率		TOP	101%（330日）	92%（365日）	101%（330日）	92%（365日）
		FCC	73%（330日）	66%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		REF	65%（330日）	59%（365日）	77%（330日）	70%（365日）

原油処理設定 C タイプと同じ解

③2024 年度の B＋C タイプ製油所の製品生産量と主要装置稼働率

以上の中部地域 B、C タイプ製油所の 2024 年度製品生産量の合計と主要装置稼働率を図表 7.3.16 に示す。詳細は、先の（１）②項を参照。

図表 7.3.16　2024 年度の試算結果　B＋C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

中部地域 合計試算結果：原油処理量設定　　中部地域　合計試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			26,838	100%	26,838	100%
生産量	揮発油		8,025	30%	8,025	30%
	ナフサ		1,014	4%	3,356	13%
	灯油	JET	1,908		1,908	
		灯油	2,384		2,384	
		小計	4,292	16%	4,292	16%
	軽油	軽油	6,458		6,749	
		A重油	1,530		1,383	
		小計	7,988	30%	8,132	30%
	C重油		1,770	7%	1,826	7%
	燃料油計		23,088	86%	25,630	96%
	LPG、副製品		2,212	8%	2,521	9%
	自家燃、損耗、転送等		1,537	6%	▲1,314	▲5%
	総計		26,838	100%	26,838	100%
稼働率		TOP	102%（330日）	92%（365日）	102%（330日）	92%（365日）
		FCC	75%（330日）	68%（365日）	99%（330日）	89%（365日）
		REF	69%（330日）	63%（365日）	76%（330日）	68%（365日）

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			26,838	100%	25,240	100%
生産量	揮発油		8,025	30%	7,441	29%
	ナフサ		1,014	4%	3,330	13%
	灯油	JET	1,908		1,871	
		灯油	2,384		2,176	
		小計	4,292	16%	4,047	16%
	軽油	軽油	6,458		6,413	
		A重油	1,530		1,104	
		小計	7,988	30%	7,517	30%
	C重油		1,770	7%	1,676	7%
	燃料油計		23,088	86%	24,011	95%
	LPG、副製品		2,212	8%	2,370	9%
	自家燃、損耗、転送等		1,537	6%	▲1,141	▲5%
	総計		26,838	100%	25,240	100%
稼働率		TOP	102%（330日）	92%（365日）	96%（330日）	87%（365日）
		FCC	75%（330日）	68%（365日）	92%（330日）	83%（365日）
		REF	69%（330日）	63%（365日）	72%（330日）	65%（365日）

（３）2024 年度中部地域石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

図表 7.3.17 に、中部地域石精 LP モデルによる 2024 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。

①軽油、LSA－03、LSC－05、MSC－20 混合内訳

・軽油：

－軽油の全生産量 6,749 千 KL の内、脱硫灯油（DK）の混合比率は、18%、脱硫軽油＋未洗い LGO が 82%である。

図表 7.3.17　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

中部　　軽油、A重油、C重油　混合内訳　　LCOとCLOの留分の行先　　千KL

製油所タイプ	B	C	合計
軽油　ブレンド			
製品	1,180	5,569	6,749
DK	304	900	1,204
HC_K	0	0	0
DGO	771	4,518	5,289
HC_LGO	105	151	256
LSA-03　ブレンド			
製品	572	811	1,383
K	29	41	69
DK	0	0	0
DGO	282	374	655
DSLGO	0	30	30
HC_LGO	0	0	0
LCO	259	366	625
Lt AR	3	0	3

製油所タイプ	B	C	合計
LSC-05 ブレンド			
製品	0	1,815	1,815
DSLGO	0	310	310
LCO	0	0	0
LS HP	0	67	67
DSAR	0	842	842
CLO	0	596	596
LGO	0	0	0
MSC-20　ブレンド			
製品	322	0	322
LGO	0	0	0
DSLGO	0	0	0
LCO	0	0	0
Lt AR	182	0	182
LS HP	0	0	0
DSAR	0	0	0
CLO	121	0	121
Lt VR	0	0	0
ML VR	19	0	19
Md VR	0	0	0

製油所タイプ	B	C	合計
FCC稼働			
FCC	1,548	0	1,548
RFCC	0	5,824	5,824
合計	1,548	5,824	7,373
軽油深脱稼働			
DDS能力	30	82	112
DDS能力最大稼働(90%)	1,574	4,303	5,877
DDS通油量	859	4,615	5,474
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱			
LCO⇒軽油深脱	129	692	821
製品生産量			
軽油	1,180	5,569	6,749
LSA	572	811	1,383
HSA	0	0	0
LSC	0	1,815	1,815
MSC	322	0	322
HSC	0	0	0
LCO使用先			
軽油深脱	129	692	821
LSA	259	366	625
HSA	0	0	0
LSC	0	0	0
MSC	0	0	0
HSC	0	0	0
合計	388	1,059	1,446
CLO使用先			
LSC	0	596	596
MSC	121	0	121
HSC	0	0	0
合計	121	596	717

－軽油深度脱硫装置への LCO 混合チャージ上限 15%に設定
軽油需要想定は他製品に比較して安定基調にあるので、実勢に合わせて LCO 基材の活用条件を緩和したところ、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィード 5,474 千 KL に対し、821 千 KL と上限の 15%の LCO が投入されている。

・LSA－03（硫黄分 0.3wt%）:
全生産量 1,383 千 KL の内、製品品質規格を満足するために脱硫軽油（DGO）が 49%、LCO が 45%、混合されている。

・LSC－05（硫黄分 0.5wt%）:
－全生産量 1,815 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、33%混合されている。
ただし、硫黄分調整のために、DSLGO（硫黄分 0.001 wt%）が 17%、DSAR（直脱重油硫黄分 0.3 wt%）が 46%も混合されている。CLO、DSLGO ともに軽油相当の低粘度であるから、製品 LSC－05 の粘度は低くなる。

－LSC－05 生産量の上限を設定していないが、DSAR は、RFCC フィード量を確保した後、優先して LSC 混合基材となる。RFCC をほぼフル稼働するために、LCO＋CLO を LSC 基材とし、硫黄分、粘度の品質調整のために DSAR がバランス投入される。
RFCC 稼働と LSC 重油生産量は、LCO＋CLO を LSC 基材とし、硫黄分、粘度の品質調整のために DSAR がバランス投入される。
LCO＋CLO 行先確保するために LP が DSRC を微妙にバランス試算していることが伺える。

②LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要
・LCO の全生産量は、1,446 千 KL で、軽油 821 千 KL（57%）、LSC 625 千 KL（43%）、に混合されている。

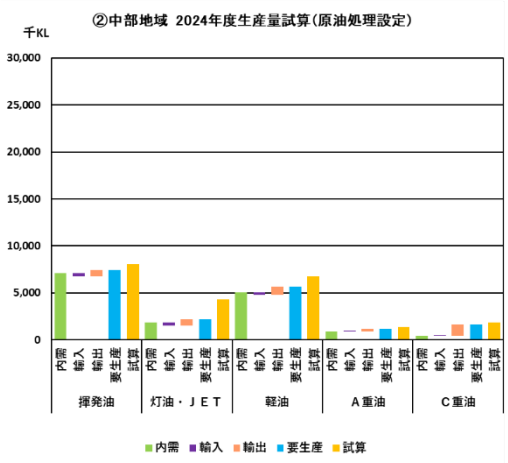
・CLO の全生産量は、717 千 KL で、行先は LSC に 596 千 KL（83%）で、ほとんどが、LSC 生産に利用されている。
石精 LP モデルの品質は、硫黄分、粘度、セタン指数を簡略に連立式化している。
しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）等の他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

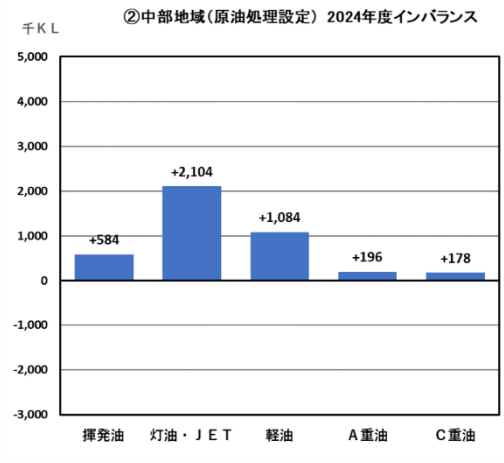
（４）2024 年度中部地域の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察
中部地域の石油製品需給バランスの結果を図表 7.3.18 にまとめる。
揮発油の要生産量を設定（揮発油需要見合いケース）した時の石油製品需給バランスの結果も参考として示し、比較のもとに結果を分析する。

図表 7.3.18　2024 年度試算結果のまとめ　中部地域（B＋C）の需給バランス

2024 年度の試算結果（原油処理量設定）

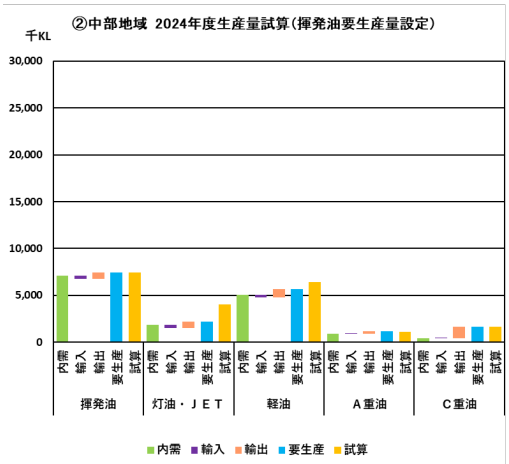
			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	26,838						26,838	±0	
製品生産量	揮発油	千KL	8,025	7,131	387	697	7,441	▲ 584	8,025	＋584	1,281
	ナフサ	千KL	1,014	3,382	2,627	0	755	▲ 259	3,356	＋2,601	2,602
	JET、灯油	千KL	4,292	1,822	326	692	2,187	▲ 2,104	4,292	＋2,104	2,796
	軽油	千KL	6,458	5,055	240	850	5,665	▲ 794	6,749	＋1,084	1,934
	A重油	千KL	1,530	928	13	272	1,187	▲ 343	1,383	＋196	468
	B･C重油	千KL	1,770	436	35	1,248	1,649	▲ 121	1,826	＋178	1,426
	燃料油計	千KL	23,088	18,753	3,628	3,759	18,883	▲ 4,205	25,630	＋6,747	10,506

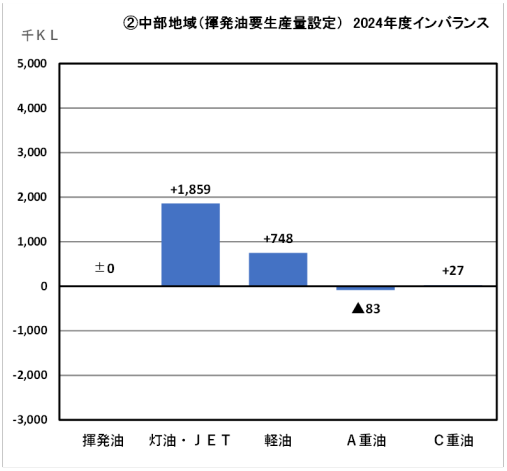




2024 年度の試算結果（揮発油要生産量設定）

			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	26,838						25,240	▲ 1,598	
製品生産量	揮発油	千KL	8,025	7,131	387	697	7,441	▲ 584	7,441	±0	697
	ナフサ	千KL	1,014	3,382	2,627	0	755	▲ 259	3,330	＋2,576	2,576
	JET、灯油	千KL	4,292	1,822	326	692	2,187	▲ 2,104	4,047	＋1,859	2,551
	軽油	千KL	6,458	5,055	240	850	5,665	▲ 794	6,413	＋748	1,598
	A重油	千KL	1,530	928	13	272	1,187	▲ 343	1,104	▲ 83	189
	B･C重油	千KL	1,770	436	35	1,248	1,649	▲ 121	1,676	＋27	1,275
	燃料油計	千KL	23,088	18,753	3,628	3,759	18,883	▲ 4,205	24,011	＋5,127	8,886





①2019 年度の原油処理実績維持の対応

・原油処理現状維持ケースでは、中部地域の原油処理量は、2019 年度実績 26,838 千 KL に設定したので、揮発油需要見合いケースの原油処理量 25,240 千 KL に較べると、1,598 千 KL(365 日 28 千 BD) 多い。
2024 年度の生産余剰インバランス量は、ナフサを除くと 4,146 千 KL（6,747-2,601：71 千 BD）で、TOP 適正稼働量に換算すると 71/(0.904×0.932)＝85 千 BD の TOP 能力余剰に相当する。（ナフサ込みでは、38～63 千 BD の余力）

・2024 年度における中部地域の内需減退分相当の輸出量追加
中部地域の TOP 能力 501 千 BD を適正稼働率に維持するためには、2024 年度で、85 千 BD 能力削減するか、内需の減退分を輸出追加する必要がある。

②中部地域の揮発油内需は比較的小さいので減退の影響もそれほど大きくない。

③ナフサ留分のインバランス対応

・原油処理現状維持ケースでは、要生産量に対して、＋2,601 千 KL の生産余剰であるが、もともと、2,627 千 KL の輸入をおこなっているので、輸入減と振替えることになる。

④中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）バランス

・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量が減るものの JET＋灯油＋軽油＋A 重油は、輸出を含む要生産量に対して、2,524 千 KL の余剰となっている。
・原油処理現状維持ケースでは、原油処理量が 2019 年度に維持しているので、JET＋灯油＋軽油＋A 重油のインバランスは、3,384 千 KL と余剰がやや拡大する。

⑤C 重油インバランス、IMO 規制強化への対応

・原油処理現状維持ケースでは、178 千 KL の C 重油が余剰である。今後、IMO 規制強化を考慮すると、C 重油の生産内訳の内、LSC 生産量 1,815 千 KL よりも、MSC＋HSC 生産量 322 千 KL の対応を考えておかなければならない。
・ただし、原油処理維持に伴う AR 余剰 182 千 KL を RDS（直脱）増強（＋3 千 BD 相当）でフィードされれば、LSC－05 の増産に繋がり、全く問題とならない。

⑥中部地域は、原油処理量維持よりも揮発油需要見合いケースの方が、全てがバランスする。
また、B タイプ製油所 81 千 BD は、原油処理維持ケースの余剰量 85 千 BD にほぼ相当するので、B タイプ製油所の原油処理を全面停止することで、バランスする。

７．３．４　2024 年度瀬戸内地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察

2024 年度地域別石精モデルによる瀬戸内地域の試算結果と解析を以下に述べる。

・全国モデルと同様に、原油処理現状維持ケースでは瀬戸内地域の 2019 年度の原油処理量実績処理量を設定して、揮発油の要生産量は下限設定のみで上限制約を設けなかった。
・2024 年度の試算結果考察では、原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースとを比較して、輸出量等の違いと今後の対応を検討した。

（１）瀬戸内地域の B、C、D タイプ製油所の主要装置稼働率

①B、C、D 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 7.3.19 にまとめる。
参考として、揮発油需要見合いケースの試算結果も示す。

②原油処理現状維持ケースと揮発油需要見合いケースによる主要装置稼働率の比較

・原油処理量現状維持ケースでは、原油の処理量を 2019 年度実績としたものの、製油所閉鎖の影響により能力減少となったが、B,C タイプではフル稼働に達しなかった。
揮発油需要見合いケースでは、B タイプ製油所は、49%の低稼働であった。

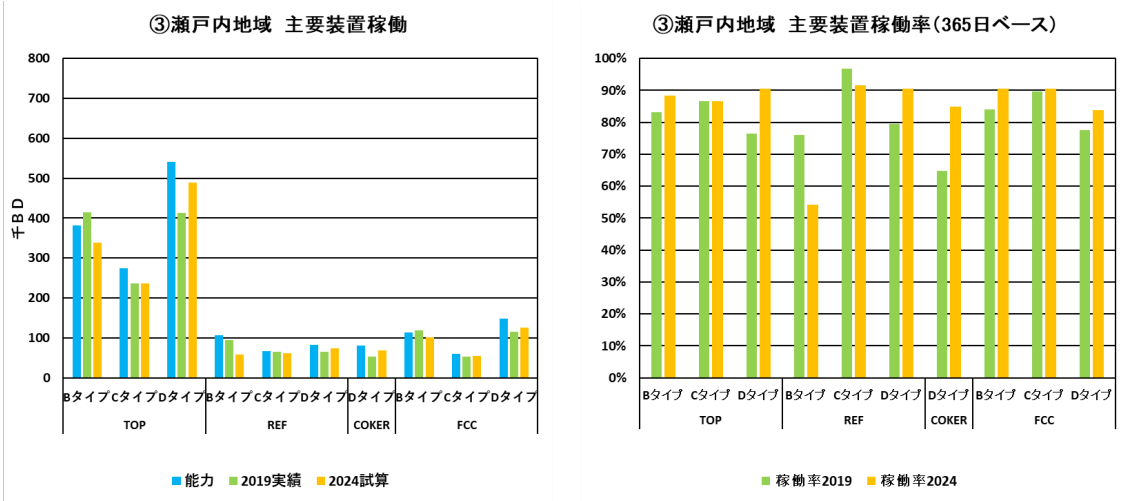
・RFCC と COKER の稼働率はどちらの試算法でもフル稼動であるが、B タイプ製油所の REF は低稼働率になっている。
瀬戸内地域は、全国で最も設備余剰が発生している地域であるが、大阪国際石油（115 千 BD）製油所が 2020 年度で停止するので、これにより緩和される。

図表 7.3.19　2024 年度の瀬戸内地域　B,C,D タイプ製油所の主要装置稼働率

原油処理量設定－瀬戸内地域　B,C,D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

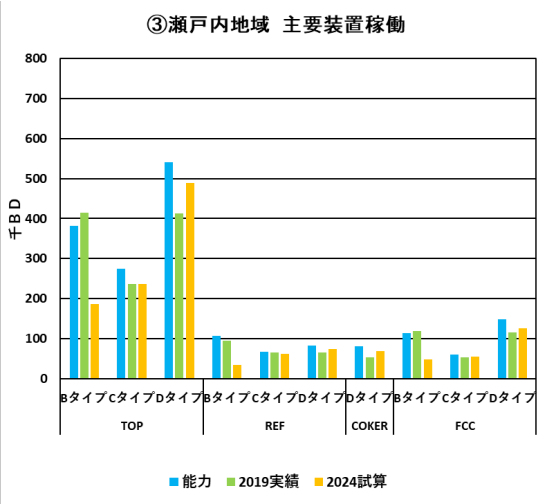
	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	383	274	540	107	67	82	81	113	60	149
2024試算	338	237	488	58	61	74	69	102	54	125
稼働率(365日)	88%	87%	90%	54%	92%	90%	85%	90%	90%	84%

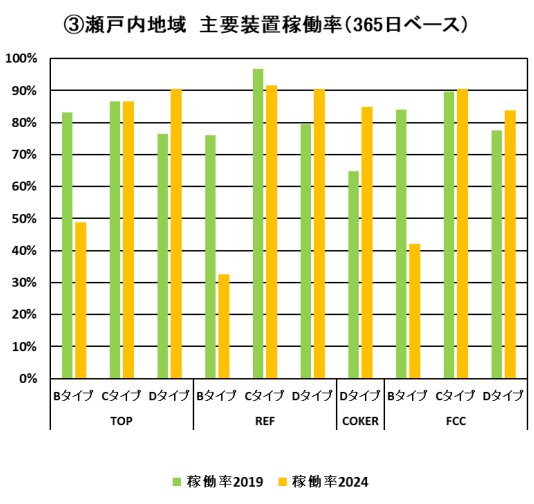


揮発油要生産量設定－瀬戸内地域　B,C,D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	383	274	540	107	67	82	81	113	60	149
2024試算	186	237	488	35	61	74	69	48	54	125
稼働率(365日)	49%	87%	90%	33%	92%	90%	85%	42%	90%	84%





（２）瀬戸内地域の各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①瀬戸内地域 B タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.20 に示す。

図表 7.3.20　2024 年度の試算結果　B タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

瀬戸内 B タイプ試算結果：原油処理量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			24,020	100%	19,634	100%
生産量	揮発油		8,019	33%	6,885	35%
	ナフサ		1,983	8%	3,016	15%
	灯油	JET	2,347		3,084	
		灯油	1,503		189	
		小計	3,850	16%	3,273	17%
	軽油	軽油	5,542		3,647	
		A重油	1,465		2,349	
		小計	7,006	29%	5,996	31%
	C重油		2,455	10%	1,177	6%
	燃料油計		23,313	97%	20,346	104%
	LPG、副製品		1,834	8%	1,815	9%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,127	▲5%	▲2,526	▲13%
	総計		24,020	100%	19,634	100%
稼働率		TOP	92%（330日）	83%（365日）	98%（330日）	88%（365日）
		FCC	93%（330日）	84%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		REF	84%（330日）	76%（365日）	60%（330日）	54%（365日）

瀬戸内 B タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			24,020	100%	10,812	100%
生産量	揮発油		8,019	33%	3,610	33%
	ナフサ		1,983	8%	2,744	25%
	灯油	JET	2,347		1,849	
		灯油	1,503		189	
		小計	3,850	16%	2,038	19%
	軽油	軽油	5,542		2,434	
		A重油	1,465		862	
		小計	7,006	29%	3,296	30%
	C重油		2,455	10%	568	5%
	燃料油計		23,313	97%	12,256	113%
	LPG、副製品		1,834	8%	887	8%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,127	▲5%	▲2,331	▲22%
	総計		24,020	100%	10,812	100%
稼働率		TOP	92%（330日）	83%（365日）	54%（330日）	49%（365日）
		FCC	93%（330日）	84%（365日）	47%（330日）	42%（365日）
		REF	84%（330日）	76%（365日）	36%（330日）	33%（365日）

・常圧蒸留装置（TOP）は、製油所閉鎖の影響により減少し 2024 年度に想定される原油処理能力は 38.3 万 BPD となる。これに対し、年間 330 日ベースの稼働率は 98%となる。FCC はフル稼働だが、REF は 60%と余裕のある稼働になった。

②瀬戸内地域 C タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 7.3.21 に示す。

図表 7.3.21　2024 年度の試算結果　C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

瀬戸内 C タイプ試算結果：原油処理量設定　瀬戸内 C タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			13,757	100%	13,757	100%
生産量	揮発油		3,699	27%	3,699	27%
	ナフサ		3,758	27%	2,467	18%
	灯油	JET	721		562	
		灯油	1,535		1,535	
		小計	2,256	16%	2,097	15%
	軽油	軽油	3,281		3,404	
		A重油	1,092		195	
		小計	4,373	32%	3,599	26%
	C重油		845	6%	1,841	13%
	燃料油計		14,931	109%	13,703	100%
	LPG、副製品		1,287	9%	1,517	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲2,461	▲18%	▲1,463	▲11%
	総計		13,757	100%	13,757	100%
稼働率		TOP	96%（330日）	87%（365日）	96%（330日）	87%（365日）
		FCC	99%（330日）	90%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		REF	107%（330日）	97%（365日）	101%（330日）	92%（365日）

原油処理設定 C タイプと同じ解

・C タイプは 2019 年度実績の処理量に設定したので、常圧蒸留装置（TOP）は、227.4 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 96%になった。RFCC、REF もフル稼働である。

③瀬戸内地域 D タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率（図表 7.3.22 参照）

図表 7.3.22　2024 年度の試算結果 D タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率

瀬戸内 D タイプ試算結果：原油処理量設定　　瀬戸内 D タイプ試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			23,959	100%	28,344	100%
生産量	揮発油		6,197	26%	7,331	26%
	ナフサ		3,294	14%	2,590	9%
	灯油	JET	2,663		2,991	
		灯油	1,738		1,556	
		小計	4,401	18%	4,548	16%
	軽油	軽油	5,696		7,839	
		A重油	2,228		1,117	
		小計	7,923	33%	8,956	32%
	C重油		1,763	7%	1,538	5%
	燃料油計		23,578	98%	24,963	88%
	LPG、副製品		2,455	10%	3,474	12%
	自家燃、損耗、転送等		▲2,074	▲9%	▲92	▲0%
	総計		23,959	100%	28,344	100%
稼働率		TOP	85%（330日）	76%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		FCC	86%（330日）	78%（365日）	93%（330日）	84%（365日）
		COKER	76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	88%（330日）	79%（365日）	100%（330日）	90%（365日）

原油処理設定 D タイプと同じ解

・常圧蒸留装置（TOP）は、2023 年度に想定される 54 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 100%とフル稼働になる。COKER 及び REF もフル稼働となるが、FCC の稼働率は、93%でフル稼働には達していない。

④2024 年度の B＋C＋D タイプ製油所の製品生産量と主要装置稼働率

以上の瀬戸内地域 B、C、D タイプ製油所の 2024 年度製品生産量の合計と主要装置稼働率

を、図表 7.3.23 に示す。詳細は、先の（１）②項を参照。

図表 7.3.23　2024 年度の試算結果　B＋C＋D タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

瀬戸内 合計試算結果：原油処理量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			61,736	100%	61,736	100%
生産量	揮発油		17,915	29%	17,915	29%
	ナフサ		9,035	15%	8,073	13%
	灯油	JET	5,730		6,637	
		灯油	4,776		3,280	
		小計	10,506	17%	9,917	16%
	軽油	軽油	14,518		14,889	
		A重油	4,784		3,661	
		小計	19,303	31%	18,551	30%
	C重油		5,063	8%	4,556	7%
	燃料油計		61,822	100%	59,012	96%
	LPG、副製品		5,575	9%	6,805	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲5,662	▲9%	▲4,081	▲7%
	総計		61,736	100%	61,736	100%
稼働率		TOP	90%（330日）	81%（365日）	98%（330日）	89%（365日）
		FCC	91%（330日）	82%（365日）	97%（330日）	87%（365日）
		COKER	76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	91%（330日）	82%（365日）	84%（330日）	76%（365日）

瀬戸内 合計試算結果：揮発油量設定

			2019年度実績		2024年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			61,736	100%	52,913	100%
生産量	揮発油		17,915	29%	14,640	28%
	ナフサ		9,035	15%	7,802	15%
	灯油	JET	5,730		5,402	
		灯油	4,776		3,280	
		小計	10,506	17%	8,683	16%
	軽油	軽油	14,518		13,676	
		A重油	4,784		2,174	
		小計	19,303	31%	15,850	30%
	C重油		5,063	8%	3,947	7%
	燃料油計		61,822	100%	50,922	96%
	LPG、副製品		5,575	9%	5,877	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲5,662	▲9%	▲3,886	▲7%
	総計		61,736	100%	52,913	100%
稼働率		TOP	90%（330日）	81%（365日）	84%（330日）	76%（365日）
		FCC	91%（330日）	82%（365日）	78%（330日）	70%（365日）
		COKER	76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	91%（330日）	82%（365日）	74%（330日）	67%（365日）

（３）2024 年度瀬戸内地域石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

図表 7.3.24 に、関東地域石精 LP モデルによる 2024 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。

①HSA-05（高硫黄 A 重油）及び HSC-35（高硫黄 C 重油）は全く生産しない。本 LP 解は、利益最大化スーパーソルーションの傾向がある。

②軽油、LSA－03、LSC－05、MSC－20 混合内訳

・軽油：

－軽油の全生産量 14,889 千 KL の内、脱硫灯油（DK＋分解 DK）の混合比率は、19%、脱硫軽油（HC 分解軽油を含む）は 81%である。

－軽油深度脱硫装置への LCO 混合チャージ上限 15%に設定

軽油需要想定は他製品に比較して安定基調にあるので、実勢に合せて LCO 基材の活用条件を緩和したところ、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィード 10,874 千 KL に対し、1,631 千 KL と上限の 15%の LCO が投入されている。

・LSA－03（硫黄分 0.3wt%）：

全生産量 3,661 千 KL の内、製品品質規格を満足するために脱硫軽油（DGO＋未洗 K）が 54%、LCO が 46%、混合されている。セタン指数を満足させるために、DGO の混合が多くなる。

・LSC－05（硫黄分 0.5wt%）：

－全生産量 4,169 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、30%混合されている。

更に、硫黄分調整のために、DSAR（直脱重油硫黄分 0.3 wt%）が 36%も混合されている。

・MSC－20（硫黄分 2.0wt%）：

－全生産量 975 千 KL の内、粘度調整カットバックのために、LCO(硫黄分 0.3 wt%)が、3%混合されている。MSC－20 は、C タイプ製油所でのみ生産している。

・HSC－35（硫黄分 3.5wt%）：生産しない。

図表 7.3.24　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

瀬戸内　　軽油、A重油、C重油　混合内訳

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油　ブレンド				
製品	3,647	3,404	7,839	14,889
DK	1,053	511	845	2,408
HC_K	0	0	331	331
DGO	2,594	2,711	5,435	10,740
HC_LGO	0	182	1,229	1,410
LSA-03　ブレンド				
製品	2,349	195	1,117	3,661
K	117	10	56	183
DK	0	0	0	0
DGO	1,148	96	546	1,791
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	1,083	88	515	1,686
Lt AR	0	1	0	1

製油所タイプ	B	C	D	合計
LSC-05 ブレンド				
製品	1,292	939	1,937	4,169
DSLGO	237	0	0	237
LCO	0	0	555	555
LS HP	3	615	19	636
DSAR	629	0	864	1,493
CLO	423	324	500	1,248
LGO	0	0	0	0
MSC-20　ブレンド				
製品	0	975	0	975
LGO	0	0	0	0
DSLGO	0	0	0	0
LCO	0	31	0	31
Lt AR	0	904	0	904
LS HP	0	34	0	34
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	0	0
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	7	0	7
Md VR	0	0	0	0

LCOとCLOの留分の行先　　千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	5,929	0	7,246	13,175
RFCC	0	3,148	0	3,148
合計	5,929	3,148	7,246	16,324
軽油深脱稼働				
DDS能力	93	60	154	307
DDS能力最大稼働(90%)	4,864	3,148	8,080	16,093
DDS通油量	3,125	2,632	5,117	10,874
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	469	395	768	1,631
製品生産量				
軽油	3,647	3,404	7,839	14,889
LSA	2,349	195	1,117	3,661
HSA	0	0	0	0
LSC	1,292	939	1,937	4,169
MSC	0	975	0	975
HSC	0	0	0	0
LCO使用先				
軽油深脱	469	395	768	1,631
LSA	1,083	88	515	1,686
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	555	555
MSC	0	31	0	31
HSC	0	0	0	0
合計	1,552	514	1,837	3,903
CLO使用先				
LSC	423	324	500	1,248
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	0	0
合計	423	324	500	1,248

③LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要

・原油処理量現状維持ケースの瀬戸内地域石精 LP モデル（B、C、D タイプ）では、LCO＋CLO が A 重油、C 重油に高い割合でブレンドされている。

・LCO の全生産量は、3,903 千 KL で、行先は主に、LSA に 1,686 千 KL（43%）、軽油には 1,631 千 KL（42%）、LSC に 555 千 KL（14%）、MSC に 31 千 KL（1%）である。
・CLO の全生産量は、1,248 千 KL で、全て LSC－03 に消費されている。

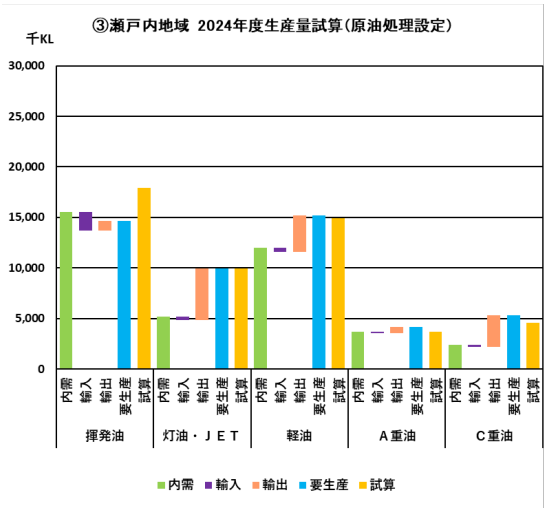
・石精 LP モデルの品質は、硫黄分、粘度、セタン指数を簡略に連立式化している。
しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）等の他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

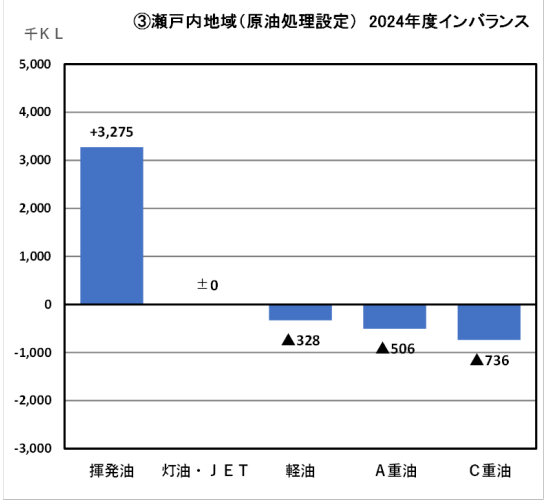
（４）2024 年度瀬戸内地域の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察

瀬戸内地域の石油製品需給バランスの結果を図表 7.3.25 にまとめる。
揮発油の要生産量を設定（揮発油需要見合いケース）した時の石油製品需給バランスの結果も参考として示し、比較のもとに結果を分析する。

図表 7.3.25　2024 年度試算結果のまとめ　瀬戸内地域（B＋C＋D）の需給バランス
2024 年度の試算結果（原油処理量設定）

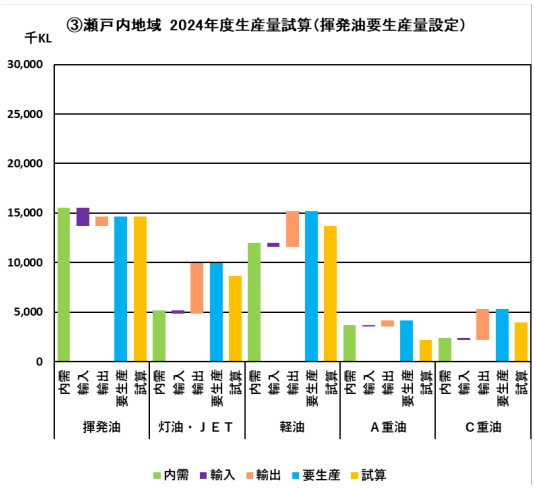
			2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
				内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量	千KL	61,736						61,736	±0	
製品生産量	揮発油	千KL	17,915	15,527	1,806	919	14,640	▲ 3,275	17,915	＋3,275	4,194
	ナフサ	千KL	9,035	15,067	10,859	1	4,210	▲ 4,825	8,073	＋3,863	3,864
	JET、灯油	千KL	10,506	5,183	358	5,093	9,917	▲ 589	9,917	±0	5,093
	軽油	千KL	14,518	12,002	405	3,621	15,218	699	14,889	▲ 328	3,293
	A重油	千KL	4,784	3,651	107	623	4,167	▲ 617	3,661	▲ 506	116
	B･C重油	千KL	5,063	2,401	200	3,092	5,292	229	4,556	▲ 736	2,356
	燃料油計	千KL	61,822	53,831	13,735	13,348	53,444	▲ 8,378	59,012	＋5,568	18,916

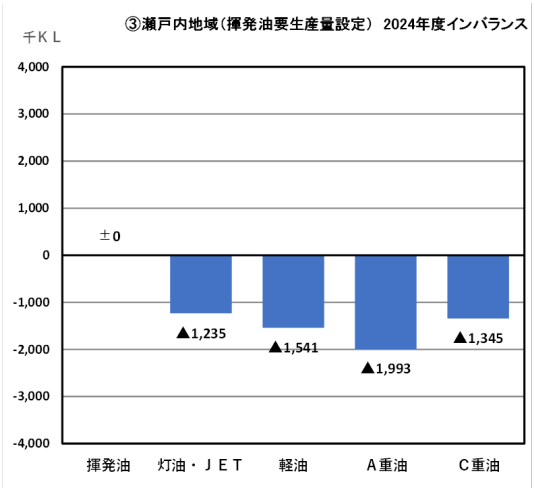




2024 年度の試算結果（揮発油要生産量設定）

		2019年度実績	2024年度要生産					2024年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
			内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量 千KL	61,736						52,913	▲ 8,823	
製品生産量	揮発油 千KL	17,915	15,527	1,806	919	14,640	▲ 3,275	14,640	±0	919
	ナフサ 千KL	9,035	15,067	10,859	1	4,210	▲ 4,825	7,802	+3,592	3,593
	JET、灯油 千KL	10,506	5,183	358	5,093	9,917	▲ 589	8,683	▲ 1,235	3,858
	軽油 千KL	14,518	12,002	405	3,621	15,218	699	13,676	▲ 1,541	2,079
	A重油 千KL	4,784	3,651	107	623	4,167	▲ 617	2,174	▲ 1,993	▲ 1,371
	B･C重油 千KL	5,063	2,401	200	3,092	5,292	229	3,947	▲ 1,345	1,747
	燃料油計 千KL	61,822	53,831	13,735	13,348	53,444	▲ 8,378	50,922	▲ 2,522	10,826





①2019 年度の原油処理実績維持に伴う必要輸出量の増加と輸出競争力強化

・原油処理現状維持ケースで、瀬戸内地域の原油処理量は、2019 年度実績 61,736 千 KL に設定した。製油所閉鎖により能力減となってもまだ余力があることを確認した。

・揮発油需要見合いケースの原油処理量 52,913 千 KL に較べると、8,823 千 KL(365 日ベース 152 千 BD 相当）多い。

・2024 年度の生産余剰インバランス量は、ナフサを除くと 1,704 千 KL（5,568－3,863：29 千 BD）で、TOP 適正稼働量に換算すると 29/(0.904×0.932)＝35 千 BD の TOP 能力余剰に相当する。（ナフサ込みでは、134～286 千 BD の余剰）

・2024 年度における瀬戸内地域の内需減退分相当の輸出量追加

TOP 能力 1,197 千 BD を適正稼働量に維持するためには、2024 年度で、35 千 BD 能力削減するか、TOP 等の主要装置の稼働率を 2024 年度では、2019 年度の輸出量維持かつ、内需の減退分を輸出追加する必要がある。

②揮発油の必要輸出量の増加、ガソリン留分の石化シフト対応加速の必要

・揮発油需要見合いケースでは、揮発油の内需減退に合せて原油処理量を減少しバランスさせていたが、今回は原油処理増により、揮発油の 2024 年度におけるインバランスが＋3,275 千 KL となった。

－2024 年度、瀬戸内地域は揮発油輸出量 4,194 千 KL（vs. 関東 2,017）に対する備え必要

揮発油の総輸出量は、従来の 1,806 千 KL に加えて、内需減退分で発生した＋3,275 千 KL

を加えると、4,194 千 KL の輸出体制を備えておかなければならない。
従来の輸出量の 2 倍以上で、かつ関東地域を上回る。
⇒瀬戸内地域は、揮発油大型輸出に向けて、特段に共同輸出体制の構築が必要である。

－揮発油留分の石化シフト、不均化設備の増強他
輸出に頼りきるだけでなく、揮発油留分を、より付加価値の高い BTX 生産へ「石化シフト」することの並行の対策を備えておく必要がある。
特に、関東地域に比して、不均化設備を有するので、増強等の改造が期待される。

③ナフサ留分のインバランス対応
・原油処理現状維持ケースでは、要生産量に対して、＋3,863 千 KL の生産余剰であるが、もともと、10,859 千 KL の輸入をおこなっているので、輸入を減ずることになる。

④中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）バランスと IMO 規制の影響

・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量が減るので JET＋灯油＋軽油＋A 重油は、輸出を含む要生産量に対して、4,769 千 KL の不足となる。

・原油処理現状維持ケースでは、原油処理量を 2019 年度に維持しているので、JET＋灯油＋軽油＋A 重油のインバランスは、大きく改善されるもののまだ 834 千 KL の不足がそのまま輸出減になり、輸出量は 8,501 となる。
ただし、2019 年度の輸出量 9,336 千 KL（J 灯 5,093＋軽油 3,621＋A 重油 623）も多いが、今後の需要減少により更なる輸出増は避けられないので、瀬戸内地域は、中間留分大型輸出に向けて、特段に共同輸出体制の構築が必要である。

⑤C 重油インバランス、IMO 規制強化
・揮発油需要見合いケースでは、原油処理量の減少でも瀬戸内地域の C 重油の要生産量に対し、1,345 千 KL の生産不足であり、原油処理現状維持ケースでは、736 千 KL の生産不足である。
C 重油生産 5,100 千 KL のほとんどが LSC である。先に分析したとおり、LSC は粘度規格に対して、大幅なロス（粘度ギブアウェイ）を引起こしている。
IMO 規制を考慮すると、MSC－20 生産量 975 千 KL 低減の早急な対応が必須である。

⑥VR 留分の分解（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示対応）
FCC－VGO フィード確保、潤滑油を生産する過程で VR 留分は副産物として、留出せざるを得ない。特に、原油処理量の減少下、FCC フィード確保のために、AR は、VAC で VGO をほとんど搾取っている。
したがって、余剰重質油は、VR と考えてよい。MSC＋HSC の余剰を抑制するために、今後とも、VR 留分の高分解（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示）への対応は進めておかなければならない。

７．３．５　2024 年度全国及び地域別試算結果考察（能力削減、追加輸出）

今後とも、石油製品の内需減退は継続する見通しにある。今年度試算では、2019 年度の原油処理実績維持を設定して、全国及び地域別石精 LP モデルによる 2024 年度の需給試算を行った。

以下に、2019 年度末 TOP 能力適正稼働維持のための必要輸出量について、試算結果の要旨をまとめる。

（１）2019 年度末 TOP 能力適正稼働維持の必要輸出量

・2024 年度の内需減退想定に対して、原油処理量を維持したので、従来の試算方法に較べると要生産量に対する生産余剰量（インバランス量）は増加した。
　石化留分転換等の対策が無ければ、内需減相当を輸出量増加しなければならない。

（２）輸出を 2019 年度並みと仮定した場合の TOP 能力削減量

①2024 年度全国石精 LP モデルによる需給試算

・2019 年度実績の稼働率を維持する場合、158 千 BD の TOP 能力相当の余剰が発生することになる。
・2019 年度の輸出量に留まり、TOP 能力を削減しない場合、全国の内需減量に相当する量の稼働量が低下する。
　330 日ベースでは、85％（vs.フル稼働 90％）となる。

②関東、中部、瀬戸内地域別石精 LP モデルでは、各地域の TOP 公称能力削減は以下の様になる。

・関東地域の TOP 公称能力　　1,706 千 BD（B：564、C：694、D：448）
－17 千 BD の TOP 公称能力相当の余剰が発生する（ナフサ込みでは、243 千 BD の余剰）。
－2019 年度の輸出量に留まり、TOP 公称能力を削減しない場合、関東地域の内需減量に相当する量の稼働量が低下する。
　330 日ベースでは、89％（vs.フル稼働 90％）となる。

・中部地域の TOP 公称能力　　501 千 BD（B： 86、C：415）
－85 千 BD の TOP 公称能力相当の余剰である（ナフサ込みでは、38 千 BD の余剰）。
－国際競争力を維持するために、C タイプ製油所の能力削減は、好ましくない。したがって、B タイプの原油処理停止でバランスする。

・瀬戸内地域の TOP 公称能力　(2019 年度末)1,312 千 BD（B：498、C：274、D：540）
　　〃　　(2024 年度)1,197 千 BD（B：383、C：274、D：540）
－35 千 BD の TOP 公称能力相当の余剰で、本試算では、瀬戸内地域の TOP 公称能力余剰が進む方向にある（ナフサ込みでは、134 千 BD の余剰）。
－2019 年度の輸出量に留まり、TOP 公称能力を削減しない場合、瀬戸内地域の内需減量に相当する量の稼働量が低下する。
　330 日ベースでは、88％（vs.フル稼働 90％）となる。

③3 地域合計の生産余剰量

関東、中部、瀬戸内地域の TOP 公称能力相当の余剰量は、137 千 BD となる。

ただし、ナフサ込みでは 415 千 BD の余剰となる。

７．３．６　石化 3 地域バランスモデルの構築、同定及び 2024 年試算結果と考察

（１） 地域別石化バランスモデル試算用データの設定

全国モデルの製品別生産量実績データ等の収集は容易に入手できるが、地域別の製品別生産実績のデータ等は入手困難である。

したがって、チューニング段階で全国と地域の集計値が合致するように、各種の試行錯誤の試算を数多く加えて、ほぼ全国と一致するような構成にモデルを整備した。

（２）2024 年度の各石化製品要生産の設定

2024 年の石化製品の地域のインバランスを検討するためには、2024 年の各地域の要生産を設定する必要がある。全国需要想定については、METI 素材産業課や芳香族工業会が 2024 年まで（ただし METI は 2023 年まで）の需要想定を実施しているが、地域別の需要想定は実施されていない。

そのため、2019 年各地域実績や全国需要想定を参考に、2024 年の地域別需要想定を以下のとおり実施した。

石化製品の 2024 年各地域需要想定は図表 7.3.26、全国と地域合計の要生産量の対比を図表 7.3.27 に示す。

図表 7.3.26　2024 年度石化製品の各地域需要量想定

＜関東実績＞

石化製品	2019年実績	2019年実績			2024年想定	2024年想定			備考
		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	
エチレン	3,621	2,532	556	532	3,404	2,571	463	369	全国同様輸出を考慮する想定
プロピレン	3,037	2,288	106	643	2,948	2,605	55	288	全国同様輸出を考慮する想定
ベンゼン	1,796	1,457	31	308	1,771	1,457	6	308	誘導品輸出はキュメンが大半
キシレン	2,279	327	1,529	423	2,314	327	1,571	417	誘導品輸出は全国の伸びを参照して設定

＜中部実績＞

石化製品	2019年実績	2019年実績			2024年想定	2024年想定			備考
		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	
エチレン	491	377	113	0	461	367	94	0	全国同様輸出を考慮する想定
プロピレン	437	348	51	38	424	381	26	17	全国同様輸出を考慮する想定
ベンゼン	532	75	201	256	525	75	194	256	誘導品輸出はキュメンが大半
キシレン	1,135	163	295	677	1,152	163	323	666	輸出は全国の伸びを参照して設定

＜瀬戸内実績＞

石化製品	2019年実績	2019年実績			2024年想定	2024年想定			備考
		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	
エチレン	2,307	1,324	823	160	2,168	1,373	685	111	全国同様輸出を考慮する想定
プロピレン	2,030	1,831	33	167	1,971	1,879	17	75	全国同様輸出を考慮する想定
ベンゼン	1,527	1,000	490	36	1,505	1,000	469	36	SM輸出の多い瀬戸内からのみ誘導品輸出を減少
キシレン	3,226	462	1,933	831	3,275	462	1,995	818	輸出は全国の伸びを参照して設定

図表 7.3.27　全国と地域合計の要生産量対比

石化製品	地域	2019年実績	2019年実績			2024年想定	2024年想定		
			誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出
エチレン	全国	6,418	4,738	988	692	6,034	4,731	823	480
	3地域合計	6,418	4,233	1,493	692	6,033	4,311	1,243	480
プロピレン	全国	5,504	4,489	168	847	5,342	5,144	-180	379
	3地域合計	5,504	4,467	190	848	5,342	4,865	98	379
ベンゼン	全国	3,855	2,532	723	600	3,801	2,532	669	600
	3地域合計	3,855	2,532	723	600	3,801	2,532	669	600
キシレン	全国	6,640	952	3,757	1,931	6,740	952	3,888	1,900
	3地域合計	6,640	952	3,757	1,931	6,740	952	3,888	1,900

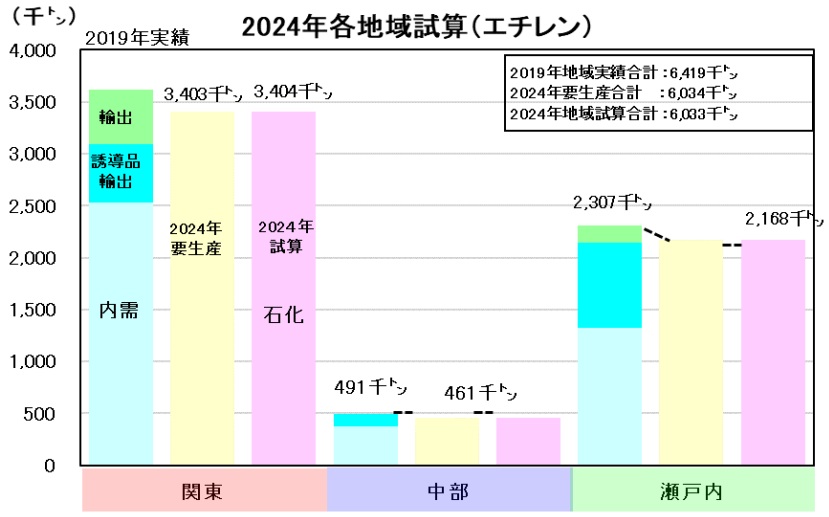
（3）2024 年度地域別石化試算結果および考察

各地域の製品別試算結果と考察を以下に述べる。

①エチレン

関東地域ではモノマー輸出、瀬戸内地域では誘導品輸出が多いため、輸出が難しい環境になると、大幅に減産する必要がでてくる。一方で、中部地域に関しては、輸出がほとんどないため、輸出環境に影響を受けない（図表 7.3.28 参照）。

図表 7.3.28　エチレンの各地域試算結果

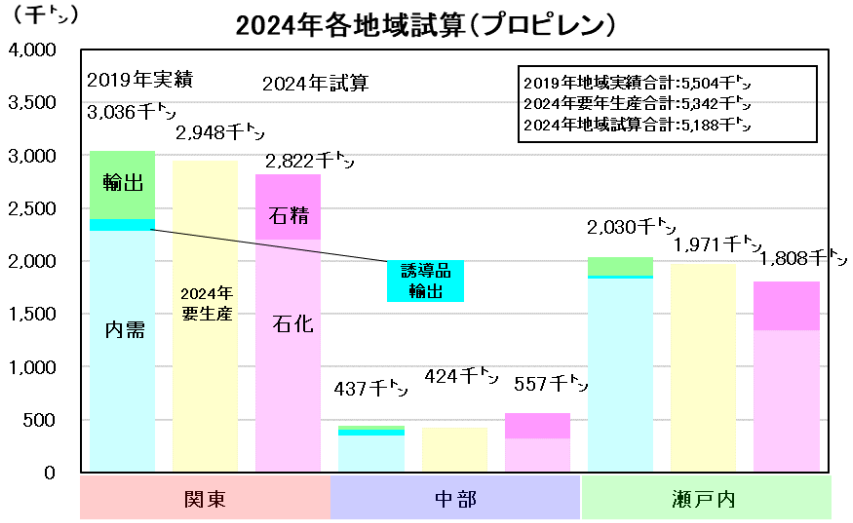


②プロピレン

関東、瀬戸内で要生産量に対し、不足バランスとなっている。

エチレン生産量が減少していること、及びプロピレンについては石油製品やその他の石化製品と傾向が異なり需要想定が若干伸びていることが関係していると思われる。石精側の石化シフトにより、生産増となる可能性も考えられる。仮に関東のモノマー輸出が制限される環境になると瀬戸内地域への転送の必要も考えられる。中部地域に関しては、エチレン同様に輸出がほとんどないため、輸出環境に影響を受けにくいが、若干の余剰バランスとなる（図 7.3.29 参照）。

図表 7.3.29　プロピレンの各地域試算結果

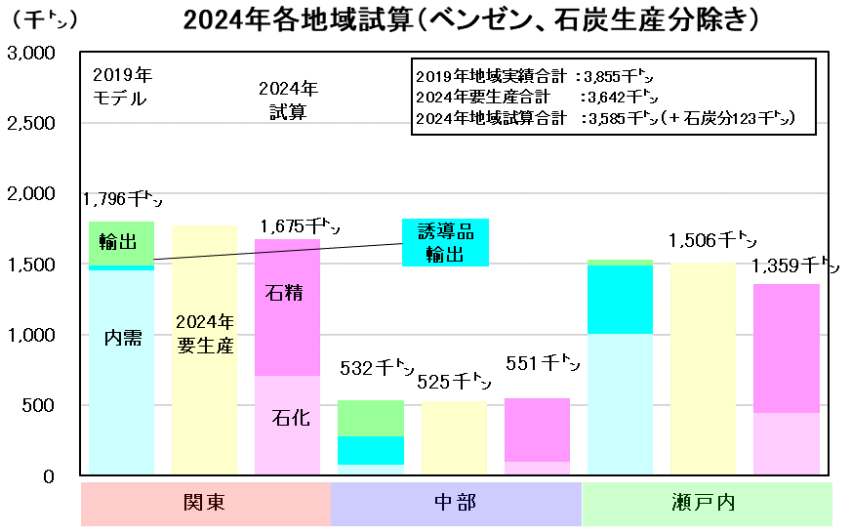


③ベンゼン

瀬戸内で余剰となるものの、関東、中部ではほぼバランスする結果となっている（図表 7.3.30 参照）。

石油精製でのガソリン生産量とベンゼン生産量は同調する傾向があるので、今後のガソリンの輸出動向がベンゼン生産に影響を与える。石精側生産量に応じ、各地域のベンゼン単体での輸出量の確保や転送か輸出元の調整が必要となる。

図表 7.3.30　ベンゼンの各地域試算結果



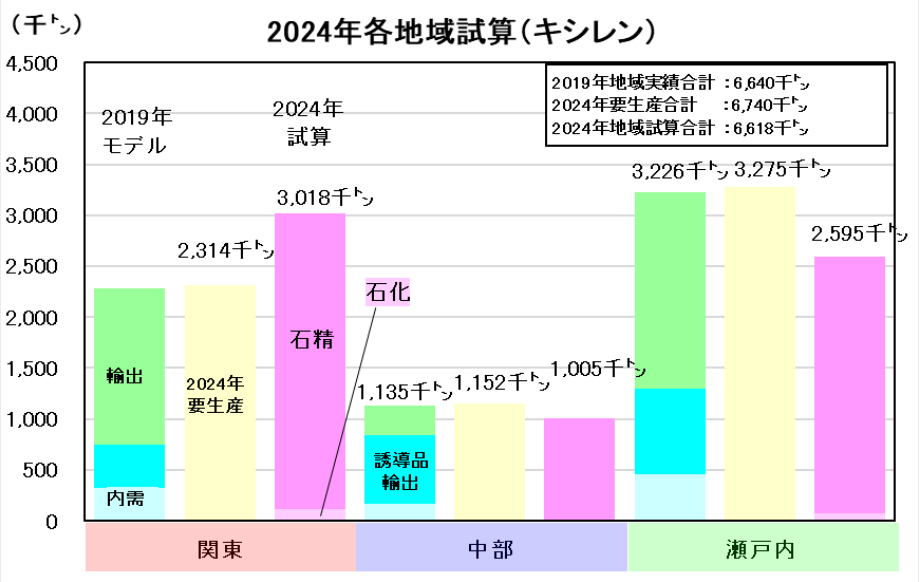
④キシレン

キシレン生産の大半は石精側で生産されるが、2024 年は中国 PTA 原料需要が引き続き堅調との需要想定である。ガソリンにブレンドされているキシレン留分がまだ残っているので、今後キシレン回収増強をどう見込むかで状況は大きく変わる。関東、中部で余剰バランスとなるが、瀬戸内では不足バランスとなった。（図表 7.3.31 参照）。

そのため輸出元の調整や輸出量を確保することが必要となる。

なお、キシレンは内需がほとんどなく、中国への輸出に依存（誘導品である PX は韓国経由で中国に輸出）しているため、輸出環境によって生産のフレキシビリティを持っておく必要がある。

図表 7.3.31　キシレンの各地域試算結果



（４）2024 年度地域別石化モデル試算結果の分析と課題

石油、石化ともに先行きの内需は減少傾向であり、石精から石化へのシフト圧力は更に高まってくる。

このままでは稼働率が下がりジリ貧傾向となるので、「輸出」を維持し、稼働低下を抑制することを石精･石化一体となって取進めていく必要がある。

下記に各地域の 2024 年度に向けた石油化学の課題を示す。また、図表 7.3.32 に各地域の製品別の過不足試算結果をまとめる。

①関東地域：

エチレン、プロピレンとも輸出が多いので、その影響を大きく受けることになる。

石油も石化も全体的に需要が落ちていく想定の中で、プロピレンのみが若干増となっており、最適な生産に対応することが重要になってくる。石精側、石化側各々にフレキシブル対応が可能となるような設備強化が必要となってくる。

ベンゼン、キシレンは余剰傾向にあるもののガソリン生産量動向の影響を受ける。特にキシレンはガソリンにブレンドされている部分もあり、増産ポテンシャルを秘めている。不足傾向にある瀬戸内地域とのバランス調整で転送強化する検討の余地がある。また、内需減少傾向は今後も変わらないので、生産量を維持していく為には輸出も念頭に置いた出荷設備の能力確認と増強等も検討する必要がある。

②中部地域：

エチレン、プロピレンの輸出は少なく、バランスしている。

ベンゼンもほぼバランスしているが、キシレンは余剰しており、他地域への転送又は直接輸出の対応が必要である。

③瀬戸内地域：

エチレンはほぼバランスするもののプロピレンは不足バランスとなる。

ベンゼンは余剰傾向にあるもののやはりガソリン生産量動向の影響を受ける。

キシレンは不足傾向で、今後回収を増強することも検討の余地がある。

しかしながら、生産量を維持していく為には内需減少傾向は今後も変わらないので、輸出も念頭に置いた出荷設備の能力確認と増強等も検討する必要がある。

図表 7.3.32　2024 年地域別石化バランスモデル試算結果のまとめ

	関東		中部		瀬戸内		補足
エチレン生産量	2019年	2024年	2019年	2024年	2019年	2024年	各地域とも若干の内需減、輸出減 中部はもともと輸出少ない
	3,621千ﾄﾝ	3,404千ﾄﾝ	491千ﾄﾝ	461千ﾄﾝ	2,307千ﾄﾝ	2,168千ﾄﾝ	
インバランス							
プロピレン	126千ﾄﾝ不足		133千ﾄﾝ余剰		162千ﾄﾝ不足		関東、瀬戸内で不足するバランス
ベンゼン	95千ﾄﾝ不足		27千ﾄﾝ余剰		147千ﾄﾝ不足		中部で若干余剰、関東、瀬戸内で不足するバランス
キシレン	704千ﾄﾝ余剰		147千ﾄﾝ不足		680千ﾄﾝ不足		中部、瀬戸内で不足、関東で余剰のバランス
試算前提	・エチレンは需要好調のため、クラッカーではエチレン優先生産 ・要生産は、METI等の全国需要想定の増減をベースとして、地域別実績比率で配分した設定 （2019年と2024年の需要変化は小さい）						

８．次世代型コンビナート全体最適化スキームの具体策調査

足元では、中国の石油精製設備余剰による石油製品輸出の急増に加えて、シェール第２波で米国の石油・石化製品がアジア市場にも流入しており、石油精製・石化分野における国際競争環境の更なる激化が予想されている。更に、今回の新型コロナウイルス感染拡大で内外の石油需要は急落し、脱炭素に向けた動きが加速した。日本の石油コンビナートは、国内の石油精製基盤維持のための足元の国際競争力強化と、2050 年カーボンニュートラルの実現に貢献するための次世代コンビナートへの転換に同時並行で取り組むことが求められている。

８．１ 全体最適化スキームの具体策調査方法

上述の環境認識のもと、2030 年度を次世代コンビナートへの過渡期と位置づけて、石油製品の需給環境について３つのシナリオを設定し、まずは簡易的に 2030 年度の需給バランスを解析した。更に、そのうちの１つのシナリオについて、線形計画（Linear Programming＝LP）モデルを用いて全国及び地域別の需給バランスを詳細に解析し、国際競争力強化に向けた具体的な課題と対策を抽出した。特にインバランスが著しい瀬戸内地域においては、抽出された対策の概略実現可能性調査（Feasibility Study＝FS）を実施し、対策毎に概略改造コストと期待効果、回収期間を明らかにした。

また、内外のコンビナートで実証・導入を進めている脱炭素・循環型社会の実現に向けた取組みを参考に、瀬戸内地域の各地区コンビナート（堺・泉北、水島、周南、大分）の目指すべき絵姿を調査・検討した。

調査に当たっては、瀬戸内地域に立地する石油精製事業者及び石油化学事業者からなるワーキンググループを組成し、ヒアリング等を実施しながら調査を取りまとめた。

８．２ 2030 年度需給バランスの簡易解析

（１） シナリオ設定

・石油製品の需給環境については、シナリオを３つ（レファレンス、技術進展、技術進展＋競争激化）設定した。
・電力用 C 重油以外の内需は、2019 年度実績を基準に、日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2020」のレファレンスシナリオ（▲1.4%）、技術進展シナリオ（▲1.8%）の最終エネルギー（石油）消費の年率で減少するものとした。最終エネルギー消費（石油）には電力用 C 重油は含まれていないので、2030 年度の電力用 C 重油はゼロと想定した。
・輸出入は、シナリオ１（レファレンス）、シナリオ２（技術進展）は、2019 年度の輸出入の規模が維持されるものとした。シナリオ３（技術進展＋競争激化）は、国際競争が激化する環境を想定して、ボンド輸出を除く一般輸出が半減、ナフサを除く燃料油輸入が倍増とした。
・2030 年度の需給環境のシナリオ設定を図表 8.2.1 にまとめる。

図表 8.2.1　2030 年度需給環境シナリオ設定

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th>シナリオ1
レファレンス</th><th>シナリオ2
技術進展</th><th>シナリオ3
技術進展＋競争激化</th><th>基準</th></tr>
<tr><td rowspan="2">内需</td><td>電力用C重油以外</td><td>▲1.4%</td><td colspan="2">▲1.8%</td><td rowspan="6">2019年度
実績
（石油連盟
統計情報）</td></tr>
<tr><td>電力用C重油</td><td colspan="3">ゼロ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">輸出</td><td>ボンド</td><td colspan="3">基準</td></tr>
<tr><td>一般</td><td colspan="2">基準</td><td>基準半減</td></tr>
<tr><td rowspan="2">輸入</td><td>燃料油</td><td colspan="2">基準</td><td>基準倍増</td></tr>
<tr><td>ナフサ</td><td colspan="3">基準</td></tr>
</table>

（出所）電力用 C 重油以外の内需の年率は IEEJ Outlook 2020、基準となる 2019 年度実績見込みは石油連盟統計情報

（２）　簡易解析方法と前提条件

簡易解析は余剰能力＝供給－需要と定義して、各シナリオにおいて 2030 年度に余剰となる原油処理能力を明らかにした。それぞれの項目の根拠は以下のとおりである。

・余剰能力＝供給－需要
－供給＝国内原油処理能力＋輸入（燃料油＋ナフサ）
－需要＝内需＋輸出（ボンド＋一般）

・原油処理能力換算（千 BD）＝内需・輸出入（千 kL/年）÷0.159÷石油製品得率÷稼働日数（日/年）
－石油製品得率：93.2%（＝石油製品生産量 161,967,557 kL÷原油処理量 173,701,069 kL（2019 年度実績、石油連盟統計情報））
－稼働日数：330 日/年

①国内原油処理能力

国内原油処理能力は、2020 年 3 月末時点の能力 3,519 千 BD から、大阪国際石油精製株式会社大阪製油所（2020 年 10 月精製機能停止）の原油処理能力 115 千 BD を除いて、3,404 千 BD（関東地域：1,706 千 BD、中部地域：501 千 BD、瀬戸内地域：1,197 千 BD）とした。

②内需

・製品毎の内需は、電力用 C 重油を除く石油製品合計が各シナリオの最終エネルギー（石油）消費と一致するように、石油市場動向調査 WG による「2019～2023 年度石油製品需要見通し」を基に製品毎の年減少率を算出して求めた。
製品毎の年減少率の算出に当たっては、「2019～2023 年度石油製品需要見通し」で想定された製品毎の減少率を参考に、2019 年度から 2020 年度の製品毎の減少量を計算し、合計の減少量に占める減少割合を算出して、この割合は 2030 年度まで変わらないものとして、2019 年度から 2030 年度の製品毎の減少量を求めた。
例えば、シナリオ 1 では年減少率▲1.4%で、2019 年度から 2030 年度の石油製品計での減少量は 22,742 千 kL/年となる。これに減少割合を乗じて製品毎の減少量を算出した。ガ

ソリンでは、22,742 千 kL/年×52.3%＝11,897 千 kL/年となる。上記方法で算出したシナリオ 1 及びシナリオ 2、3 の製品毎の年減少率・減少量を図表 8.2.2 に示す。

図表 8.2.2　製品毎の年減少率・減少量の算出

	減少割合算出用データ				シナリオ1			シナリオ2, 3		
	2019/2020				2019/2030			2019/2030		
	2019需要量	減少率	減少量	減少割合	減少量	2030需要量	年減少率	減少量	2030需要量	年減少率
	V(千kL)	r	r*V	r*V/合計	合計*減少割合			合計*減少割合		
ガソリン	49,107	2.2%	1,089	52.3%	11,897	37,210	2.5%	14,999	34,109	3.3%
ナフサ	42,525	0.5%	205	9.8%	2,234	40,291	0.5%	2,816	39,709	0.6%
ジェット	5,146	0.1%	3	0.1%	34	5,112	0.1%	43	5,103	0.1%
灯油	13,621	1.9%	260	12.5%	2,837	10,785	2.1%	3,576	10,045	2.7%
軽油	33,657	0.0%	12	0.6%	130	33,527	0.0%	164	33,493	0.0%
A重油	10,156	3.4%	343	16.5%	3,743	6,413	4.1%	4,719	5,437	5.5%
BC重油	4,094	4.2%	171	8.2%	1,868	2,226	5.4%	2,355	1,739	7.5%
石油製品計(電力用C重油を除く)	158,306		2,082	100.0%	22,742	135,564	1.4%	28,671	129,636	1.8%

（出所）2019 年度実績見込みは石油連盟統計情報、2030 年度は RING による推定

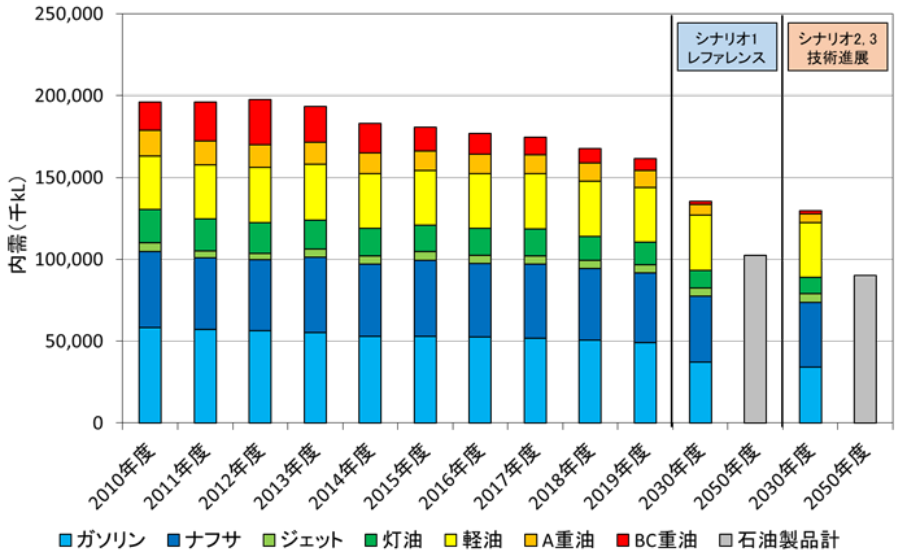
・前表で求めた減少量から、製品毎の内需を算出した結果を図表 8.2.3 に示す。また、2010 年度からの製品毎の内需実績推移と中長期予測を図表 8.2.4 に示す。

図表 8.2.3　製品毎の内需

		実績見込	シナリオ1		シナリオ2, 3	
		2019年度	2030年度	2050年度	2030年度	2050年度
ガソリン	千kL	49,107	37,210		34,109	
ナフサ	千kL	42,525	40,291		39,709	
ジェット	千kL	5,146	5,112		5,103	
灯油	千kL	13,621	10,785		10,045	
軽油	千kL	33,657	33,527		33,493	
A重油	千kL	10,156	6,413		5,437	
一般用BC重油	千kL	4,094	2,226		1,739	
石油製品計(電力用C重油を除く)	**千kL**	**158,306**	**135,564**	**102,255**	**129,636**	**90,148**
電力用C重油	千kL	3,300	0	0	0	0
石油製品計	**千kL**	**161,606**	**135,564**	**102,255**	**129,636**	**90,148**

（出所）2019 年度実績見込は石油連盟統計情報、電力用 C 重油及び 2030 年度は RING による推定

図表 8.2.4　製品毎の内需実績推移と中長期予測



（出所）2019 年度実績見込は石油連盟統計情報、電力用 C 重油及び 2030 年度、2050 年度は RING による推定

②輸出入

・2019 年度の輸出入実績を図表 8.2.5 に示す。

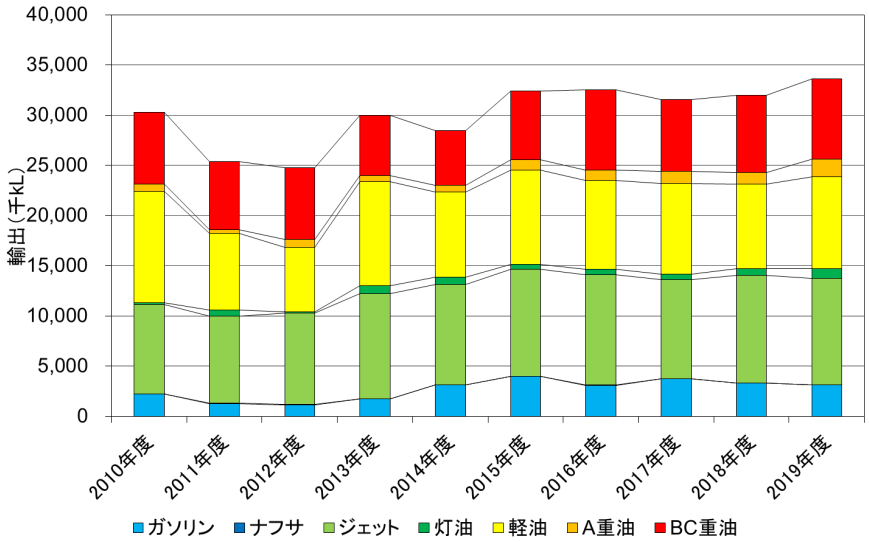
図表 8.2.5　2019 年度の輸出入実績

		輸出	輸入
ガソリン	千kL	3,117	2,470
ナフサ	千kL	3	26,416
ジェット	千kL	10,608	210
灯油	千kL	996	1,561
軽油	千kL	9,102	797
A重油	千kL	1,776	123
BC重油	千kL	7,984	457
石油製品計	千kL	33,586	32,033
輸出（一般）	千kL	21,150	
輸出（ボンド）	千kL	12,436	
ジェット	千kL	8,617	
バンカー重油	千kL	3,819	

（出所）2019 年度石油連盟統計情報を基に作成

・図表 8.2.6 に、2010 年度からの輸出実績推移を示す。2015 年度以降、ほぼ一定量であるが、2019 年度は若干増加した。

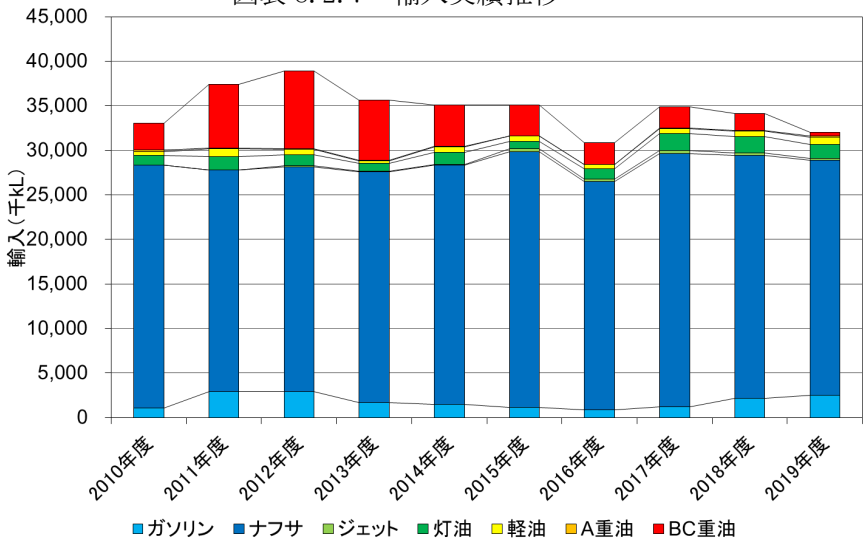
図表 8.2.6　輸出実績推移



（出所）経済産業省「資源・エネルギー統計年報」、2019 年度は石油連盟統計情報を基に作成

・同様に、図表 8.2.7 に、2010 年度からの輸入実績推移を示す。輸入の 80%以上が石化原料用のナフサである。2014 年度以降は、エネルギー供給構造高度化法 1 次告示への対応もあって輸入は減少しているが、近年ナフサと BC 重油を除く燃料油輸入、特に韓国からのガソリン、軽油の輸入が増加している。

図表 8.2.7　輸入実績推移



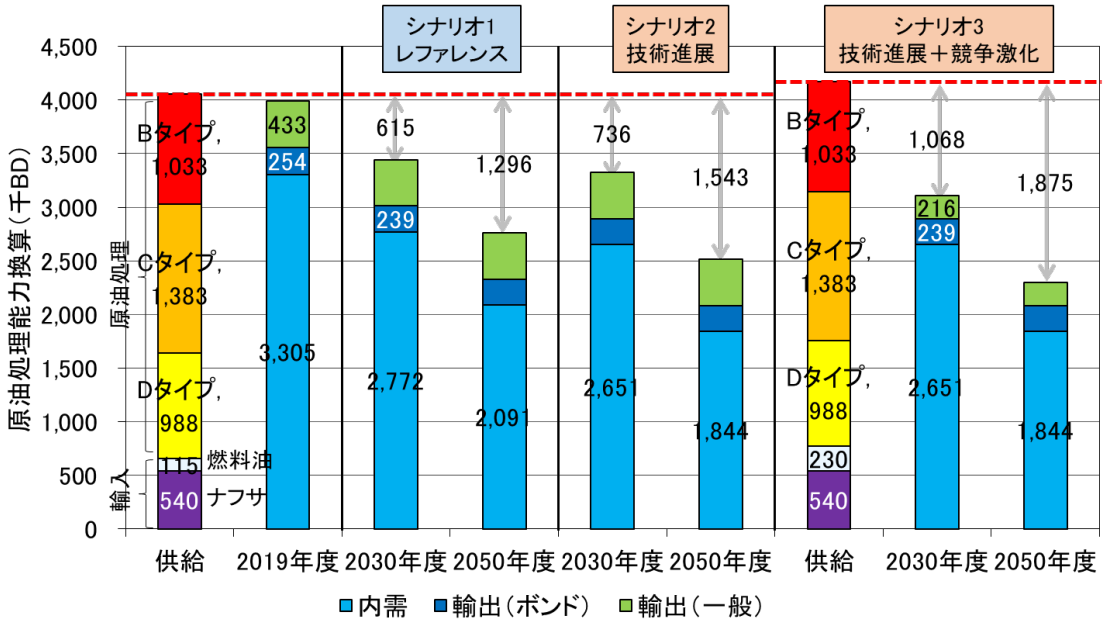
（出所）経済産業省「資源・エネルギー統計年報」、2019 年度は石油連盟統計情報を基に作成

（3）　簡易解析結果と考察

・簡易解析結果を図表 8.2.8 に示す。

図表 8.2.8　簡易解析結果

		実績見込み	シナリオ1		シナリオ2		シナリオ3	
		2019年度	2030年度	2050年度	2030年度	2050年度	2030年度	2050年度
内需	千kL	161,606	135,564	102,255	129,636	90,148	129,636	90,148
輸出（ボンド）	千kL	12,436	11,686	11,686	11,686	11,686	11,686	11,686
輸出（一般）	千kL	21,150	21,150	21,150	21,150	21,150	10,575	10,575
輸入（燃料油）	千kL	5,617	5,617	5,617	5,617	5,617	11,233	11,233
輸入（ナフサ）	千kL	26,416	26,416	26,416	26,416	26,416	26,416	26,416
要生産	千kL	163,159	136,367	103,058	130,439	90,951	114,247	74,759
内需	千BD	3,305	2,772	2,091	2,651	1,844	2,651	1,844
輸出（ボンド）	千BD	254	239	239	239	239	239	239
輸出（一般）	千BD	433	433	433	433	433	216	216
輸入（燃料油）	千BD	115	115	115	115	115	230	230
輸入（ナフサ）	千BD	540	540	540	540	540	540	540
要生産	千BD	3,337	2,789	2,108	2,668	1,860	2,337	1,529
国内TOP能力	千BD	3,519	3,404	3,404	3,404	3,404	3,404	3,404
Bタイプ	千BD	1,148	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033
Cタイプ	千BD	1,383	1,383	1,383	1,383	1,383	1,383	1,383
Dタイプ	千BD	988	988	988	988	988	988	988
需要	千BD	3,992	3,444	2,763	3,323	2,516	3,106	2,299
供給	千BD	4,174	4,059	4,059	4,059	4,059	4,174	4,174
余剰能力	千BD	182	615	1,296	736	1,543	1,068	1,875



①シナリオ1（レファレンス）

・2030年度には、ナフサを含む石油製品の需要は原油処理能力換算で3,444千BD（＝内需2,772千BD＋ボンド輸出239千BD＋一般輸出433千BD）となる。

・一方、供給は4,059千BD（＝ナフサ輸入540千BD＋燃料油輸入115千BD＋原油処理3,404千BD）である。したがって、余剰能力は615千BD（＝供給4,059千BD－需要3,444千BD）となる。優先的にBタイプ製油所の原油処理能力を削減するとすれば、1,033千BDから418千BDに減少することになる。日本の平均的な原油処理能力は150千BD程度であることから、稼働率90.4%（＝稼働日数330日/年）を維持しようとすれば、4か所相当のBタイプ製油所の休止か次世代型製油所などへの転換が求められる。

・参考までに、2050年度まで年率1.4%で減少していった場合の内需は2,091千BDで、需

要は 2,763 千 BD（＝2,091 千 BD＋239 千 BD＋433 千 BD)、余剰能力は 1,296 千 BD（＝4,059 千 BD－2,763 千 BD）となる。この場合、B タイプ製油所のみならず C、D タイプも削減の対象になる。

②シナリオ 2（技術進展）

・2030 年度には、ナフサを含む石油製品の需要は原油処理能力換算で 3,323 千 BD（＝内需 2,651 千 BD＋ボンド輸出 239 千 BD＋一般輸出 433 千 BD）となる。
・一方、供給は 4,059 千 BD であるので、余剰能力は 736 千 BD（＝供給 4,059 千 BD－需要 3,323 千 BD）となる。優先的に B タイプ製油所の原油処理能力を削減するとすれば、1,033 千 BD から 297 千 BD に減少することになる。稼働率 90.4%（＝稼働日数 330 日/年）を維持しようとすれば、5 か所相当の B タイプ製油所の休止か、次世代への転換が求められる。
・参考までに、2050 年度まで年率 1.8%で減少していった場合の内需は 1,844 千 BD で、需要は 2,516 千 BD（＝1,844 千 BD＋239 千 BD＋433 千 BD)、余剰能力は 1,543 千 BD（＝4,059 千 BD－2,516 千 BD）となる。この場合、B タイプ製油所のみならず C、D タイプも削減の対象になる。

③シナリオ 3（技術進展＋競争激化）

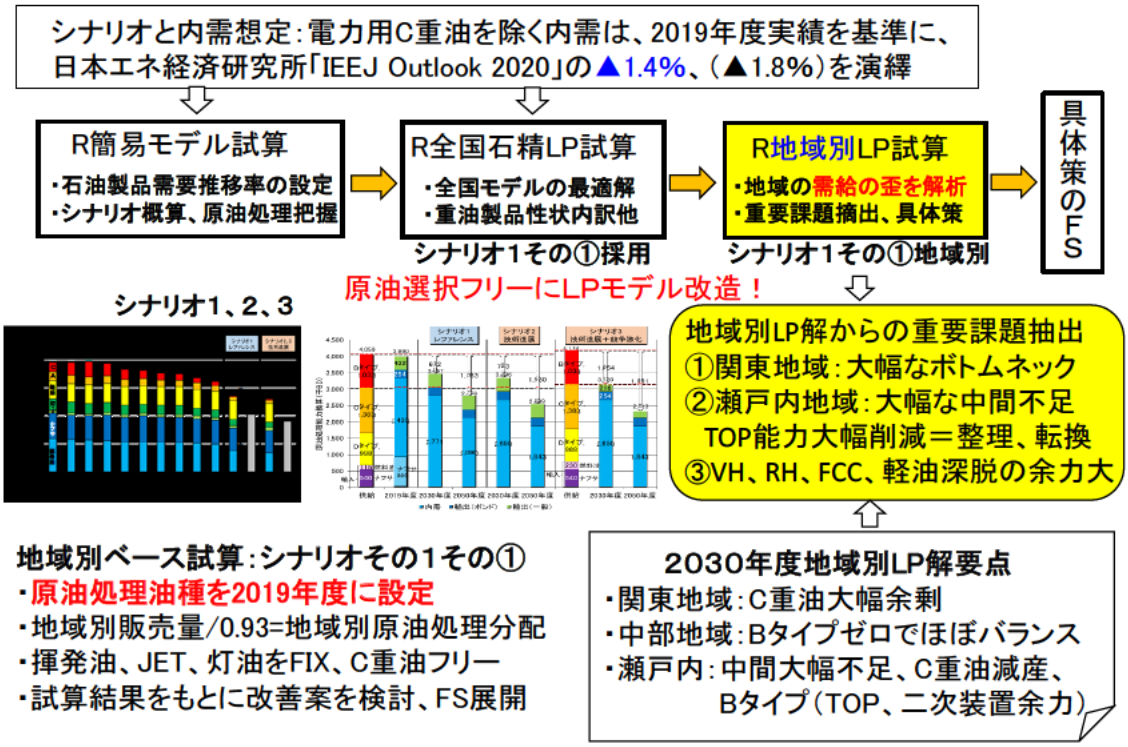
・2030 年度には、ナフサを含む石油製品の需要は原油処理能力換算で 3,106 千 BD（＝内需 2,651 千 BD＋ボンド輸出 239 千 BD＋一般輸出 216 千 BD）となる。
・一方、供給は 4,174 千 BD（＝ナフサ輸入 540 千 BD＋燃料油輸入 230 千 BD＋原油処理 3,404 千 BD）であるから、余剰能力は 1,068 千 BD（＝供給 4,174 千 BD－需要 3,106 千 BD）となる。7 か所相当の製油所の休止か、次世代への転換が求められ、B タイプ製油所のみならず C、D タイプの一部も削減することになる。
・参考までに、2050 年度まで年率 1.8%で減少していった場合の内需は 1,844 千 BD で、需要は 2,299（＝1,844 千 BD＋239 千 BD＋216 千 BD)、余剰能力は 1,875 千 BD（＝4,174 千 BD－2,299 千 BD）となる。この場合、B タイプ製油所のみならず C、D タイプも削減の対象になる。

８．３ 2030 年度需給バランスの全国 LP モデルによる解析

図表 8.3.1 に、LP モデルによる解析の概要を示す。LP モデルには、全国 LP モデルと全国を 3 地域（関東、中部、瀬戸内）に分割した地域別 LP モデルとがあり、最初に全国 LP モデルによって需給バランスと装置稼働率を確認した。全国 LP モデルは、B、C、D タイプの製油所群それぞれの中で転送が自由で、緊密にインテグしている「ワンリファイナリー」に近いモデルなので理想解となる。

次に、どの地域でどのようなインバランスがあるのかを地域別 LP モデルで詳細に解析して、各地域のインバランスを解消するための課題と対策を抽出し、FS につなげた。

図表 8.3.1　2030 年度需給バランス LP モデルによる解析の概要



（1）　全国 LP モデルによる解析方法と前提条件（地域別 LP モデルと共通）

・LP モデルによる解析のシナリオは、簡易解析のシナリオ 1（レファレンス）で解くこととした（8．2（1）、（2）項参照）。

・LP モデルによる解析の前提条件を図表 8.3.2 にまとめる。

図表 8.3.2　LP モデルによる解析の前提条件

シナリオ1 その①	原油処理量	原油油種	製品／装置
全体	簡易解析のシナリオ1と同様	2019年度実績割合でFIX	・揮発油、JET、灯油を要生産量でFIX ・その他はフリー
Bタイプ	シナリオ1の全体量になるように調整	同上	・揮発油、JET、灯油はシナリオ1の全体量になるように調整、その他はフリー
Cタイプ	2019年度実績対比▲15%	同上	・揮発油、JET、灯油は2019年度実績対比▲15%でFIX、その他はフリー ・RFCCは最大稼働、RHはフリー
Dタイプ	2019年度実績	同上	・揮発油、JET、灯油は2019年度実績でFIX、その他はフリー ・コーカーは最大稼働(85%)FIX

・原油処理量

D タイプは 2019 年度実績、C タイプは 2019 年度実績の 85%とし、全体の原油処理量が簡易解析と同じになるように残りを B タイプの原油処理量とした。

・原油油種

2019 年度実績の原油油種とした（平均 API：全国 35.98、B タイプ 38.34、C タイプ 35.9、D タイプ 34.08）。

・製品／装置

揮発油、JET、灯油は要生産量で固定（FIX）、軽油・A 重油、C 重油の生産量はフリーとした。

・なお、製品価格の順位は、キシレン＞揮発油＞JET≒灯油≒軽油＞A 重油＞LSC 重油＞ナフサ＞MSC 重油とした。

（2） 全国 LP モデルによる解析結果と考察

図表 8.3.3 に、全国 LP モデルによる需給バランスと主要装置稼働を示す。軽油・A 重油の輸出▲3,240 千 kL（2019 年度＝9,958 千 kL）、C 重油の輸出＋945 千 kL（2019 年度＝7,404 千 kL）となった。

図表 8.3.3　全国の需給バランスと主要装置稼働

その①
2019年度
原油油種
API：35.99
⇩
improvement
ボトム減
中間増対策

	2019年度（実績）			2030年度			増減 B－A		
	内需	生産	A輸出入	内需想定	生産LP	B輸出入	内需	生産	輸出入
原油処理量		173,526			146,316			▲ 27,210	
API 度		36.58			35.99				
揮発油	49,107	49,755	648	37,210	37,858	648	▲ 11,897	▲ 11,897	0
ナフサ	42,525	16,112	▲ 26,413	40,291	14,899	▲ 25,392	▲ 2,234	▲ 1,212	1,021
JET	5,146	14,916	9,770	5,112	14,882	9,770	▲ 34	▲ 34	▲ 0
灯油	13,621	13,057	▲ 565	10,785	10,220	▲ 565	▲ 2,836	▲ 2,837	▲ 0
軽油	33,657	41,962	8,305	33,527	38,993	5,466	▲ 130	▲ 2,969	▲ 2,839
A重油	10,156	11,809	1,653	6,413	7,665	1,252	▲ 3,743	▲ 4,144	▲ 401
B・C重油	7,394	14,798	7,404	2,226	10,575	8,349	▲ 5,168	▲ 4,223	945
燃料油計	161,606	162,409	802	135,564	135,093	▲ 471	▲ 26,042	▲ 27,316	▲ 1,273

LSFO増
軽A減
FIX
FIX
FIX
▲3,240
＋ 945

			Bタイプ 2019年度実績		Bタイプ 2030年度試算結果		Cタイプ 2019年度実績		Cタイプ 2030年度試算結果		Dタイプ 2019年度実績		Dタイプ 2030年度試算結果		合計 2019年度実績		合計 2030年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			58,247	100%	39,830	100%	70,475	100%	61,681	100%	44,804	100%	44,804	100%	173,526	100%	146,316	100%
生産量	揮発油		16,342	28%	7,580	19%	18,758	27%	16,418	27%	13,860	31%	13,860	31%	48,960	28%	37,858	26%
	ナフサ		6,181	11%	5,276	13%	6,084	9%	6,836	11%	4,881	11%	2,787	6%	17,146	10%	14,899	10%
	灯油	JET	6,007		5,911		5,132		4,491		4,480		4,480		15,619		14,882	
		灯油	4,249		1,974		5,962		5,218		3,028		3,028		13,240		10,220	
		小計	10,256	18%	7,885	20%	11,094	16%	9,709	16%	7,508	17%	7,508	17%	28,858	17%	25,102	17%
	軽油	軽油	13,329		9,299		17,458		18,929		10,403		10,765		41,190		38,993	
		A重油	3,428		2,999		4,603		2,068		3,281		2,597		11,313		7,665	
		小計	16,757	29%	12,299	31%	22,062	31%	20,998	34%	13,684	31%	13,362	30%	52,503	30%	46,658	32%
	C重油		5,355	9%	3,080	8%	6,040	9%	5,680	9%	2,788	6%	1,816	4%	14,183	8%	10,575	7%
	燃料油計		54,892	94%	36,118	91%	64,037	91%	59,640	97%	42,721	95%	39,334	88%	161,651	93%	135,093	92%
	LPG、副製品		4,528	8%	3,738	9%	4,864	7%	4,091	7%	3,782	8%	5,375	12%	13,173	8%	13,204	9%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,173	▲2%	▲26	▲0%	1,574	2%	▲2,051	▲3%	▲1,699	▲4%	98	0%	▲1,297	▲1%	▲1,981	▲1%
	総計		58,247	100%	39,830	100%	70,475	100%	61,681	100%	44,804	100%	44,804	100%	173,526	100%	146,316	100%
稼働率	TOP		97%（330日）	87%（365日）	74%（330日）	66%（365日）	97%（330日）	88%（365日）	85%（330日）	72%（365日）	86%（330日）	78%（365日）	86%（330日）	78%（365日）	94%（330日）	85%（365日）	82%（330日）	74%（365日）
	FCC		102%（330日）	92%（365日）	66%（330日）	60%（365日）	82%（330日）	74%（365日）	78%（330日）	71%（365日）	86%（330日）	78%（365日）	63%（330日）	57%（365日）	89%（330日）	81%（365日）	70%（330日）	63%（365日）
	COKER		－（310日）	－（365日）	－（310日）	－（365日）	－（310日）	－（365日）	－（310日）	－（365日）	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	フル（365日）	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
	REF		96%（330日）	87%（365日）	49%（330日）	45%（365日）	83%（330日）	75%（365日）	71%（330日）	64%（365日）	84%（330日）	76%（365日）	78%（330日）	71%（365日）	88%（330日）	79%（365日）	66%（330日）	59%（365日）

８．２．（３）項の簡易解析により、シナリオ 1 では 2030 年度に 615 千 BD の原油処理能力が余剰になることが明らかになったが、製油所タイプ別には、B タイプ▲273 千 BD（1,033 千 BD→760 千 BD）、C タイプ▲208 千 BD（1,383 千 BD→1,175 千 BD）、D タイプ▲134 千 BD（988 千 BD→854 千 BD）である。

また、揮発油の要生産量減少により、特に B、D タイプの流動接触分解装置（FCC）の稼働減が著しい。また FCC の前処理装置である間接脱硫装置（VHDS）に大幅な余力が発生した。

８．４ 2030 年度需給バランスの地域別 LP モデルによる解析

全国 LP モデルで 2030 年度の需給バランスの概要が把握できたことで、現実的な解に迫るために、地域別 LP モデルによって解析した。地域別 LP モデルは、全国 LP モデルのように全ての製油所がインテグしているわけではないので、より現実的な解を導くことができる。

（１） 地域別 LP モデルによる解析方法と前提条件

地域別 LP モデルの解析方法と前提条件は全国 LP モデルと同じだが（８． ３（１）項参照)、地域別の原油処理内訳と要生産量は以下の要領で設定した。

・地域別製油所タイプ別原油処理内訳

－図表 8.4.1 に、地域別製油所タイプ別の原油処理量及び原油油種内訳をまとめる。

－関東地域の原油選択は平均 API 36.26 で、内訳は B タイプ 38.28、C タイプ 35.47、D タイプ 35.05 である。原油処理枠内で(R)FCC とコーカーの原料確保で、残りを中間留分確保のために軽質原油を選択する。

－中部地域の原油選択は平均 API 35.19 で、原油処理枠内で RFCC の原料確保（FCCG 確保）し、残りを軽質原油を選択する。

－瀬戸内地域の原油選択は平均 API 35.99 で、内訳は B タイプ 38.72、C タイプ 38.14、D タイプ 35.99 である。原油処理枠内で(R)FCC とコーカーの原料確保で、残りを中間留分確保のために軽質原油を選択する。

図表 8.4.1 地域別製油所タイプ別原油処理内訳

	2030その①関東				2030その①中部				2030その①瀬戸内			
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	合計	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	合計	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	合計
① 超重質原油(API ～20)	0	1	39	41	0	0	0	0	0	0	0	0
② 中東系重質原油(API 20～30)	727	1,273	1,415	3,415	0	2,436	0	2,436	202	233	3,885	4,320
③ 中東系重質原油(API 30～32)	1,841	6,033	3,188	11,063	0	1,588	0	1,588	752	437	5,690	6,879
④ 中東系中質原油(API 32～34)	3,398	7,577	895	11,870	0	5,531	0	5,531	900	427	4,350	5,677
⑤ イラニアン･ライト	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
⑥ 中東系中質原油(API 34～36)	3,293	968	2,529	6,790	0	437	0	437	637	1,831	1,563	4,031
⑦ オマーン	279	1,085	155	1,519	0	0	0	0	184	95	933	1,213
⑧ 中東系軽質原油(API 36～39)	1,147	147	12	1,305	0	781	0	781	862	106	227	1,195
⑨ 中東系軽質原油(API 39～39.5)	3,450	4,003	2,726	10,179	0	3,197	0	3,197	3,230	1,445	2,936	7,610
⑩ 中東系軽質原油(API 39.5～40)	3,560	3,702	1,801	9,062	0	842	0	842	1,995	1,289	1,669	4,953
⑪ 中東系超軽質原油(API 40～46)	5,346	6,124	5,884	17,355	0	3,103	0	3,103	6,216	4,908	2,215	13,339
⑫ 南方系中重質原油(API ～36)	63	0	0	63	0	127	0	127	6	823	36	865
⑬ 南方系軽質原油(API 36～)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	579	0	579
⑭ コンデンセート	1,889	40	330	2,258	0	99	0	99	73	12	5	91
⑮ 南米原油	11	0	1,872	1,884	0	0	0	0	47	34	450	531
⑯ 西アフリカ原油	0	0	0	0	0	89	0	89	0	0	0	0
合計	25,005	30,952	20,846	76,803	0	18,230	0	18,230	15,105	12,220	23,959	51,284
API	38.28	35.47	35.05	36.26		35.19		35.19	38.72	38.14	33.26	35.99

・地域別要生産量の設定方法

－内需：各地区の「2019 年度都道府県別販売比率」で、2030 年度の全国想定内需量を分配した。図表 8.4.2 に地域別油種別要生産量を示す。

－輸入、輸出量：各地区の 2019 年度税関別比率を元に、全国の輸出入量を分配した。

－要生産＝内需＋輸出－輸入

－原油処理量＝要生産/93.2%

図表 8.4.2　地域別要生産量の設定

全国		2019年度実績	2030年度要生産			
			内需	輸入	輸出	要生産
原油処理[千KL]	量					146,316
	API					
製品生産量[千KL]	揮発油	49,107	37,210	2,470	3,117	37,858
	ナフサ	42,525	40,291	26,416	3	13,878
	JET	5,146	5,112	210	9,980	14,882
	灯油	13,621	10,785	1,561	996	10,220
	軽油	33,657	33,527	797	9,102	41,832
	A重油	10,156	6,413	123	1,776	8,066
	B･C重油	7,394	2,226	457	7,861	9,630
	燃料油計	161,606	135,564	32,033	32,835	136,366

関東	2019年度実績	2030年度要生産			
		内需	輸入	輸出	要生産
量					76,803
API					
揮発油	23,783	18,021	276	1,502	19,246
ナフサ	23,608	22,368	12,930	2	9,439
JET	2,473	2,457	40	4,945	7,362
灯油	8,839	6,999	1,047	247	6,198
軽油	16,600	16,536	151	4,631	21,016
A重油	4,712	2,976	4	881	3,853
B･C重油	3,873	1,166	222	3,521	4,466
燃料油計	83,888	70,521	14,670	15,729	71,580

中部	2019年度実績	2030年度要生産			
		内需	輸入	輸出	要生産
量					18,230
API					
揮発油	7,970	6,039	387	697	6,349
ナフサ	3,467	3,285	2,627	0	658
JET	417	414	170	642	886
灯油	1,548	1,226	156	50	1,119
軽油	5,055	5,035	240	850	5,645
A重油	1,103	696	13	272	956
B･C重油	541	163	35	1,248	1,376
燃料油計	20,102	16,860	3,628	3,759	16,990

瀬戸内	2019年度実績	2030年度要生産			
		内需	輸入	輸出	要生産
量					51,284
API					
揮発油	17,354	13,149	1,806	919	12,262
ナフサ	15,450	14,638	10,859	1	3,780
JET	2,256	2,241	0	4,393	6,633
灯油	3,234	2,560	358	700	2,903
軽油	12,002	11,956	405	3,621	15,171
A重油	4,341	2,741	107	623	3,257
B･C重油	2,981	897	200	3,092	3,789
燃料油計	57,617	48,183	13,735	13,348	47,796

（２）　地域別 LP モデルによる解析結果と考察

①関東地域

・図表 8.4.3 に、関東地域 LP モデルによる需給バランスと主要装置稼働を示す。軽油・A 重油の輸出▲926 千 kL（2019 年度＝5,357 千 kL）、C 重油の輸出＋2,131 千 kL（2019 年度＝3,300 千 kL）となった。

・LSC 重油の生産量は 6,391 千 kL で、残りは MSC 重油 712 千 kL、HSC 重油 50 千 kL で、全てが LSC 重油というわけではない。

2019 年度の原油選択では、著しく C 重油が余剰となる。したがって原油を軽質化するか、解消されない場合は更なる原油処理量の減少、製油所閉鎖につながる。

・FCC に 37%の余力が発生し、その前処理装置である VHDS にも 57%もの余力が発生する。また、軽油生産が減少して軽油深度脱硫装置にも 47%もの余力が発生する。

・図表 8.4.4 に、軽油、AC 重油混合内訳を示す。FCC 及び VHDS の大幅な稼働減によって、LCO 等の分解軽油の生産が減少し、LSA 重油の混合基材の 54%が直留灯油（KERO）と脱硫軽油（DGO）で、これにより軽油の要生産を満たせなくなっている。

図表 8.4.3　関東地域の需給バランスと主要装置稼働

その①
2019年度
原油油種
API：36.29
⇩
improvement

ボトム減
中間増対策
(R)FCC余力

	2019年度(実績) 内需	生産	A 輸出入	2030年度 内需想定	生産LP	B 輸出入	増減 内需	生産	B－A 輸出入	
原油処理量		84,953			76,803			▲ 8,150		LSFO 増大
API		36.32			36.26					軽A減
揮発油	23,783	25,008	1,225	18,021	19,246	1,225	▲ 5,762	▲ 5,762	▲ 0	FIX
ナフサ	23,608	10,679	▲ 12,929	22,368	7,506	▲ 14,861	▲ 1,240	▲ 3,173	▲ 1,933	
JET	2,473	7,379	4,905	2,457	7,362	4,905	▲ 16	▲ 16	0	FIX
灯油	8,839	8,039	▲ 801	6,999	5,638	▲ 1,361	▲ 1,841	▲ 2,401	▲ 560	Free
軽油	16,600	21,080	4,480	16,536	20,418	3,882	▲ 64	▲ 662	▲ 597	▲ 926
A重油	4,712	5,590	877	2,976	4,079	1,104	▲ 1,737	▲ 1,511	226	+2,131
B・C重油	3,873	7,172	3,300	1,166	6,596	5,431	▲ 2,707	▲ 576	2,131	
燃料油計	83,888	84,947	1,059	70,521	70,847	325	▲ 13,367	▲ 14,100	▲ 733	

			Bタイプ 2019年度実績 生産量(千KL)	比率	2030年度試算結果 生産量(千KL)	比率	Cタイプ 2019年度実績 生産量(千KL)	比率	2030年度試算結果 生産量(千KL)	比率	Dタイプ 2019年度実績 生産量(千KL)	比率	2030年度試算結果 生産量(千KL)	比率	合計 2019年度実績 生産量(千KL)	比率	2030年度試算結果 生産量(千KL)	比率
原油処理量			29,433	100%	29,005	100%	34,674	100%	30,952	100%	20,846	100%	20,846	100%	84,953	100%	76,803	100%
生産量	揮発油		6,571	22%	3,740	13%	8,786	25%	7,843	25%	7,663	37%	7,663	37%	23,020	27%	19,246	25%
	ナフサ		3,910	13%	3,664	13%	1,600	5%	2,553	8%	1,587	8%	1,289	6%	7,097	8%	7,506	10%
	灯油	JET	3,548		3,211		2,615		2,334		1,817		1,817		7,980		7,362	
		灯油	2,124		2,167		2,667		2,181		1,290		1,290		6,080		5,638	
		小計	5,672	19%	5,378	22%	5,281	15%	4,515	15%	3,107	15%	3,107	15%	14,060	17%	13,000	17%
	軽油	軽油	6,609		5,675		8,898		10,925		4,707		3,813		20,214		20,418	
		A重油	1,648		1,266		2,297		712		1,054		2,101		4,999		4,079	
		小計	8,257	28%	6,943	28%	11,195	32%	11,637	38%	5,761	28%	5,915	28%	25,213	30%	24,497	32%
	C重油		2,513	9%	2,911	12%	3,813	11%	3,040	10%	1,025	5%	845	3%	7,350	9%	6,596	9%
	燃料油計		26,922	91%	22,639	91%	30,675	88%	29,388	96%	19,143	92%	18,620	89%	76,740	90%	70,847	92%
	LPG、副製品		1,967	7%	2,286	9%	2,992	6%	2,104	7%	1,327	6%	2,486	12%	5,386	6%	6,877	9%
	自家燃、損耗、転送等		544	2%	79	0%	1,508	6%	▲740	▲2%	375	2%	▲255	▲1%	2,827	3%	▲921	▲1%
	総計		29,433	100%	25,005	100%	34,674	100%	30,952	100%	20,846	100%	20,846	100%	84,953	100%	76,803	100%
稼働率	TOP		99% (330日)	90% (365日)	84% (330日)	76% (365日)	95% (330日)	86% (365日)	85% (330日)	77% (365日)	89% (330日)	80% (365日)	89% (330日)	80% (365日)	95% (330日)	86% (365日)	86% (330日)	78% (365日)
	FCC		117% (330日)	106% (365日)	77% (330日)	69% (365日)	82% (330日)	74% (365日)	71% (330日)	65% (365日)	87% (330日)	78% (365日)	67% (330日)	60% (365日)	92% (330日)	84% (365日)	71% (330日)	64% (365日)
	COKER		– (310日)	– (365日)	– (310日)	– (365日)	– (310日)	– (365日)	– (310日)	– (365日)	93% (310日)	79% (365日)	100% (310日)	79% (365日)	93% (310日)	79% (365日)	100% (310日)	83% (365日)
	REF		128% (330日)	116% (365日)	93% (330日)	84% (365日)	82% (330日)	74% (365日)	64% (330日)	58% (365日)	81% (330日)	73% (365日)	71% (330日)	64% (365日)	93% (330日)	84% (365日)	73% (330日)	66% (365日)

図表 8.4.4　関東地域の軽油、AC 重油混合内訳

軽油、AC重油混合内訳

関東その①灯油フリー

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油 ブレンド				
製品	5,679	10,925	3,813	20,418
DK	852	1,826	1,077	3,755
HC_K	0	364	0	364
DGO	4,613	7,815	1,452	13,880
HC_LGO	214	921	1,284	2,419
LSA-03 ブレンド				
製品	1,266	712	2,101	4,079
K 混合比64%	63	36	105	204
DGO	623	351	1,027	2,001
LCO	573	322	969	1,864
Lt AR	6	4	0	10
LSC-05 ブレンド				
製品	3,200	3,191	0	6,391
LS HP	27	0	0	27
DSAR RH余力活用	2,789	2,373	0	5,162
CLO	384	818	0	1,202
LGO	0	0	0	0
MSC-20 ブレンド				
製品	0	0	712	712
LCO	0	0	90	90
CLO	0	0	356	356
Lt VR	0	0	266	266
Md VR	0	0	0	0
HSC-35 ブレンド				
製品	0	1	49	50
LCO	0	0	2	2
Hy AR VAC—VR残	0	1	22	23
CLO	0	0	24	24
LS HP	0	0	0	0

LCO、CLO留分の行き先

千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	4,851	52	6,178	11,081
RFCC	0	7,062	0	7,062
合計	4,851	7,114	6,178	18,143
軽油深脱稼働				
DDS能力	147	173	195	515
DDS能力最大稼働(90%)	7,713	9,051	10,232	26,996
DDS通油量	5,250	6,346	2,786	14,382
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	787	952	418	2,157
製品生産量				
軽油	5,679	10,925	3,813	20,418
LSA	1,266	712	2,101	4,079
HSA	0	0	0	0
LSC	3,200	3,191	0	6,391
MSC	0	0	712	712
HSC	0	1	49	50
LCO使用先				
軽油深脱	787	952	418	2,157
LSA	573	322	969	1,864
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	0	0
MSC	0	0	90	90
HSC	0	0	2	2
合計	1,360	1,274	1,478	4,113
CLO使用先				
LSC	384	818	0	1,202
MSC	0	0	356	356
HSC	0	0	24	24
合計	384	818	380	1,582

・以下、オイルフローを作成することでインバランスの要因を明らかにし、ひずみを改善するための対策を抽出した。図表 8.4.5 に、関東地域 B タイプのオイルフローに示す。

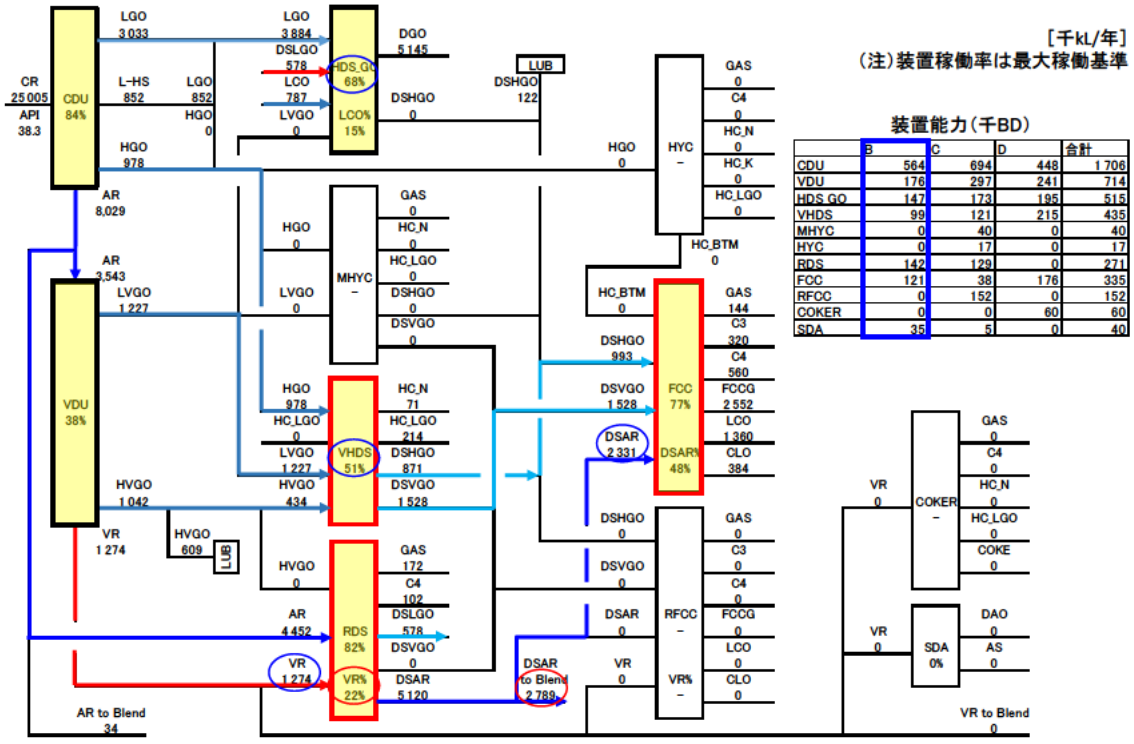
－関東地域 B タイプは、重油直接脱硫装置（RDS）を有することから、FCC で脱硫重油（DSAR）を最大限処理することになる。この結果では、若干 FCC の DSAR 処理比率が多い。それでも、2,789 千 kL の DSAR が LSC 重油の基材となることから、C 重油の生産量が要生産以上に増える。

一方、揮発油の要生産減少によって、FCC の稼働が低下して VHDS の余力 49%が発生することになる。

－また、FCC の稼働が低下したことによって分解軽油の生産量が減少し、LSA 重油生産のために DGO を混合することになる。

－以上のことから、中間留分不足と C 重油余剰を改善するために、VHDS をマイルド水素化分解型（MHC）に改造する改善案が有効であると考えられる。

図表 8.4.5　関東地域 B タイプのオイルフロー



・図表 8.4.6 に、関東地域 C タイプのオイルフローを示す。

－関東地域 C タイプは、RDS の他に VHDS と MHC も有する。RFCC 原料の内訳は、DSAR 47%、軽質 VR 19%、脱硫重質軽油（DSHGO）＋脱硫減圧軽油（DSVGO） 34%である。

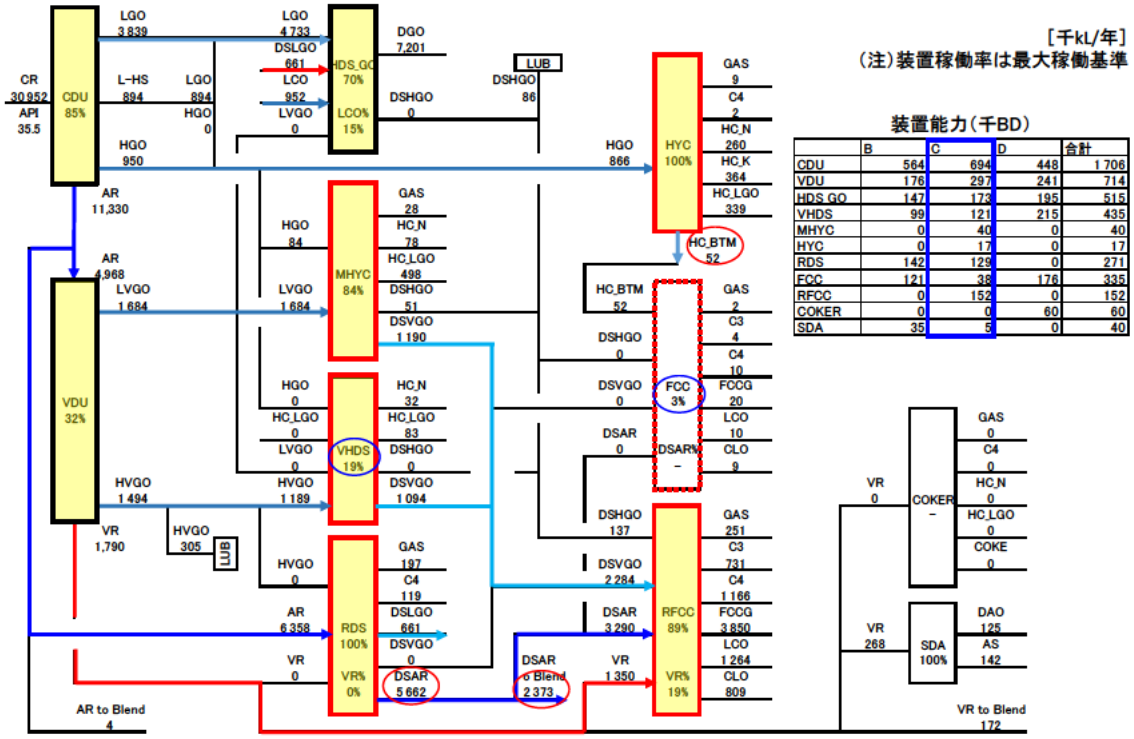
RDS はフル稼働で、2,373 千 KL の DSAR が LSC 重油の基材となることから、C 重油の生産量が要生産以上に増える。

一方、揮発油の要生産減少によって、FCC がほとんど稼働しないために、VHDS の稼働は不稼働に近い。

－また、FCC 他の重油分解装置の稼働が低下したことによって分解軽油の生産量が減少し、LSA 重油生産のために DGO を混合することになる。

－以上のことから、中間留分不足と重油余剰を改善するために、VHDS を MHC に改造する改善案が有効であると考えられる。

図表 8.4.6　関東地域 C タイプのオイルフロー



・図表 8.4.7 に、関東地域 D タイプのオイルフローを示す。

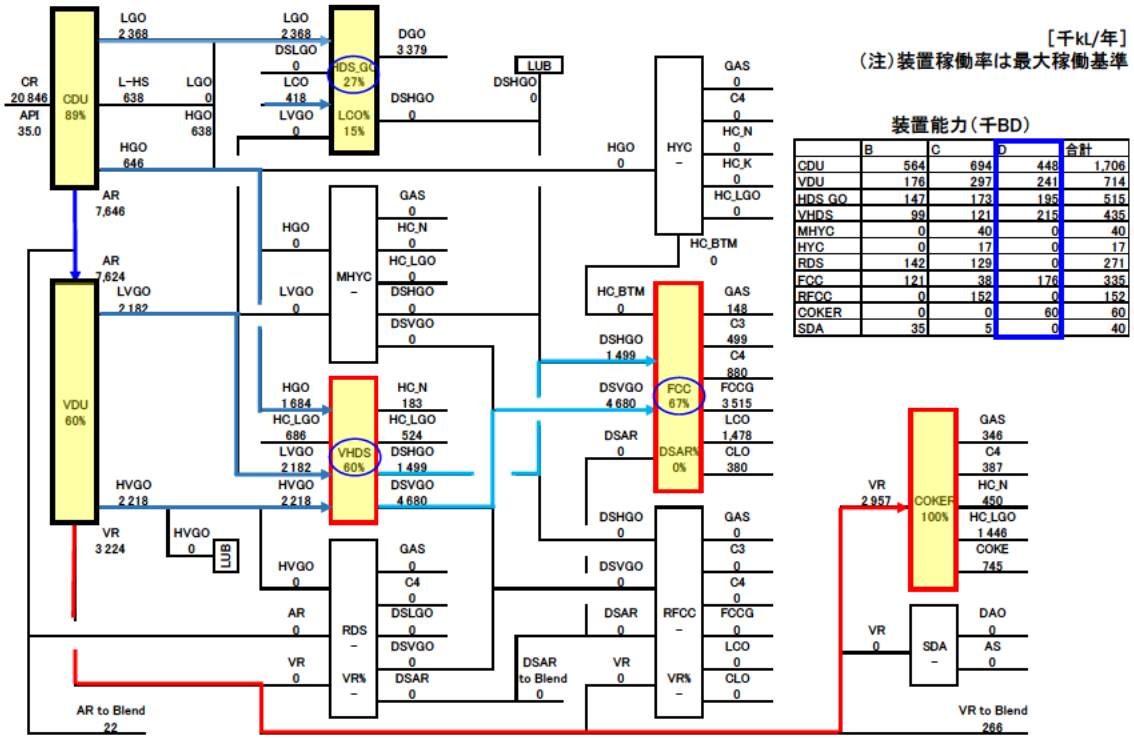
－関東地域 D タイプは、コーカーはあるが、RDS を有していない。したがって、LSC 重油の生産は皆無であるが、VR が若干残るので CLO をカットバック材として、MSC 重油を 712 千 kL と HSC 重油を 49 千 kL 生産する。

－揮発油の需要減によって、FCC も VHDS も 40%近い余力を生じる。

－以上のことから、中間留分不足と重油余剰を改善するために、VHDS の MHC への改造に加えて、HSC 重油の需要はゼロなので、この要因である VR を完全に分解するために、原油を軽質化するか、コーカーの増強が必要になる。また、FCC の余力を活用して高分解型へ改造することも有効であると考えられる。

－なお、D タイプの軽油深度脱硫装置（GO-HDS）の稼働は 27%と不稼働に近い。この有効活用が必要である。例えば、この反応塔を有効に活用してバイオ燃料精製プロセスを一部導入することも考えられる。

図表 8.4.7　関東地域 D タイプのオイルフロー



	B	C	D	合計
CDU	564	694	448	1,706
VDU	176	297	241	714
HDS_GO	147	173	195	515
VHDS	99	121	215	435
MHYC	0	40	0	40
HYC	0	17	0	17
RDS	142	129	0	271
FCC	121	38	176	335
RFCC	0	152	0	152
COKER	0	0	60	60
SDA	35	5	0	40

②中部地域

・図表 8.4.8 に、中部地域 LP モデルによる需給バランスと主要装置稼働を示す。B タイプ製油所を停止することで、中部地域の需給はほぼバランスし、軽油・A 重油の輸出▲387 千 kL（2019 年度＝869 千 KL)、C 重油の輸出＋100 千 kL（2019 年度＝1,213 千 kL）となった。

・図表 8.4.9 に、軽油、AC 重油混合内訳を示す。LSC 重油の生産量は 1,620 千 kL で、MSC 重油、HSC 重油は全く生産しない。RFCC 原料以外の DSAR　479 千 kL は全量 LSC 重油混合基材となる。

また、LCO は GO-HDS にチャージされ、残りは全量 LSA 重油の主要な基材として活用される。

・図表 8.4.10 に、中部地域 C タイプのオイルフローを示す。VHDS に若干の余力があるが、おおむね、C タイプは 2030 年度においては良好なバランスを維持しているといえる。

・中部地域 B タイプ製油所は、既設設備を有効に活用して次世代型製油所として変容することなどが考えられる。

図表 8.4.8　中部地域の需給バランスと主要装置稼働

	2019年度（実績）			2030年度			増減　B－A			
	内需	生産	A輸出入	内需想定	生産LP	B輸出入	内需	生産	輸出入	
原油処理量		26,838			18,230			▲ 8,608		
API		35.90			35.19					
揮発油	7,970	8,280	310	6,039	6,349	310	▲ 1,931	▲ 1,931	0	FIX
ナフサ	3,467	841	▲ 2,627	3,285	1,105	▲ 2,180	▲ 182	265	447	
JET	417	889	472	414	886	472	▲ 3	▲ 3	0	FIX
灯油	1,548	1,442	▲ 106	1,226	1,119	▲ 106	▲ 322	▲ 322	0	FIX
軽油	5,055	5,665	610	5,035	5,059	24	▲ 20	▲ 605	▲ 586	▲ 387
A重油	1,103	1,362	259	696	1,154	458	▲ 406	▲ 208	199	
B・C重油	541	1,754	1,213	163	1,475	1,313	▲ 378	▲ 278	100	＋ 100
燃料油計	20,102	20,232	130	16,860	17,149	290	▲ 3,242	▲ 3,083	159	

			B タイプ 2019年度実績		2030年度試算結果		C タイプ 2019年度実績		2030年度試算結果		合計 2019年度実績		2030年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			4,794	100%			22,044	100%	18,230	100%	26,838	100%	18,230	100%
生産量	揮発油		1,752	37%			6,273	28%	6,349	35%	8,025	30%	6,349	35%
	ナフサ		289	6%			725	3%	1,105	6%	1,014	4%	1,105	6%
	灯油	JET	112				1,796		886		1,908		886	
		灯油	623				1,761		1,119		2,384		1,119	
		小計	735	15%			3,557	16%	2,006	11%	4,292	16%	2,006	11%
	軽油	軽油	1,178				5,280		5,068		6,458		5,068	
		A重油	316				1,214		1,154		1,530		1,154	
		小計	1,494	31%			6,494	29%	6,214	34%	7,988	30%	6,214	34%
	C重油		387	8%			1,383	6%	1,475	8%	1,770	7%	1,475	8%
	燃料油計		4,657	97%			18,431	84%	17,149	94%	23,088	86%	17,149	94%
	LPG、調製品		727	15%			1,485	7%	1,071	6%	2,212	8%	1,071	6%
	自家燃、損耗、転送等		▲591	▲12%			2,128	10%	10	0%	1,537	6%	10	0%
	総計		4,794	100%			22,044	100%	18,230	100%	26,838	100%	18,230	100%
稼働率	TOP		106% (330日)	96% (365日)	0		101% (330日)	92% (365日)	94% (330日)	76% (365日)	102% (330日)	92% (365日)	95% (330日)	83% (365日)
	FCC		82% (330日)	74% (365日)	0		73% (330日)	66% (365日)	フル 95% (330日)	88% (365日)	75% (330日)	68% (365日)	74% (330日)	67% (365日)
	COKER		– (310日)	– (365日)			– (310日)	– (365日)	– (310日)	– (365日)	– (310日)	– (365日)	– (310日)	– (365日)
	REF		76% (330日)	69% (365日)	0		65% (330日)	59% (365日)	65% (330日)	59% (365日)	69% (330日)	63% (365日)	42% (330日)	38% (365日)

図表 8.4.9　中部地域の軽油、AC 重油混合内訳

中部その①

軽油、AC重油混合内訳

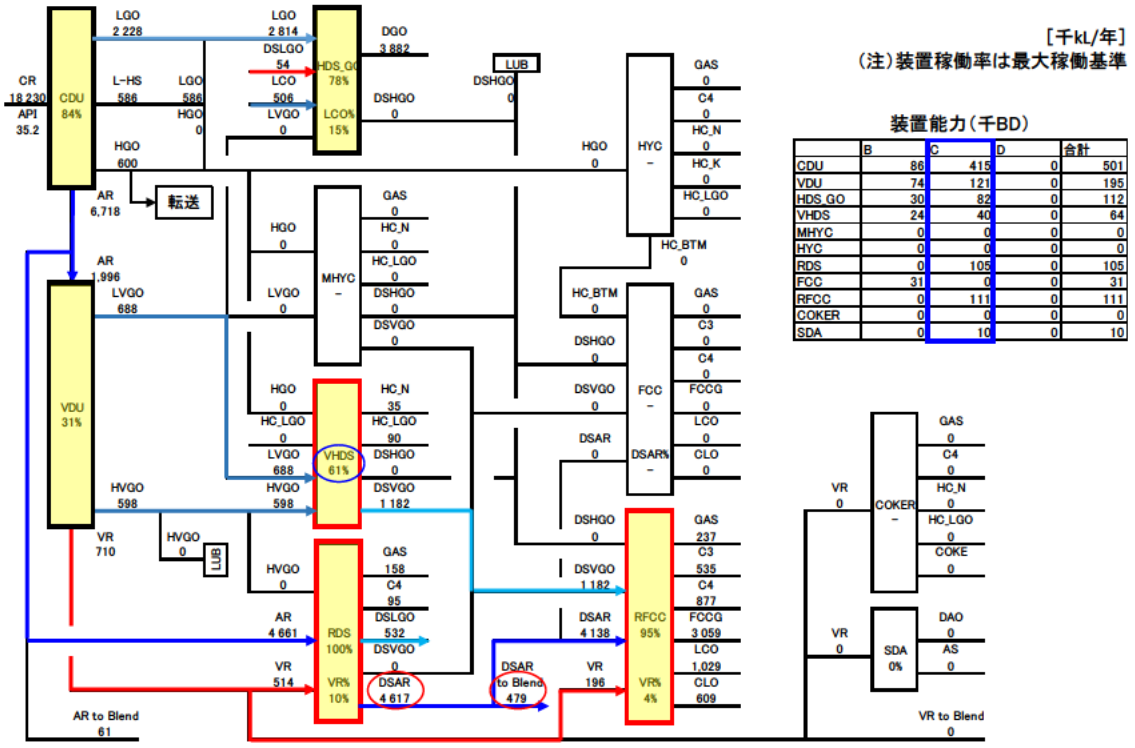
製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油　ブレンド				
製品	0	5,059	0	5,059
DK	0	1,656	0	1,656
HC_K	0	0	0	0
DGO	0	3,314	0	3,314
HC_LGO	0	90	0	90
LSA-03　ブレンド				
製品　全量LSA生産	0	1,154	0	1,154
K	0	58	0	58
DK　混合比54%	0	0	0	0
DGO	0	569	0	569
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	0	522	0	522
Lt AR	0	6	0	6
LSC-05 ブレンド				
製品　全量LSC生産	0	1,620	0	1,620
DSLGO	0	478	0	478
LCO	0	0	0	0
LS HP	0	55	0	55
DSAR	0	479	0	479
CLO	0	609	0	609
LGO	0	0	0	0
MSC-20　ブレンド				
製品	0	0	0	0
HSC-35　ブレンド				
製品	0	0	0	0

LCO、CLO留分の行き先

千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	0	0	0	0
RFCC	0	5,517	0	5,517
合計	0	5,517	0	5,517
軽油深脱稼働				
DDS能力	0	82	0	82
DDS能力最大稼働(90%)	0	4,303	0	4,303
DDS通油量	0	3,374	0	3,374
DDS LCO比率	#DIV/0!	15.0%	#DIV/0!	16.7%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	58	506	0	564
製品生産量				
軽油	0	5,059	0	5,059
LSA	0	1,154	0	1,154
HSA	0	0	0	0
LSC	0	1,620	0	1,620
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	0	0
LCO使用先				
軽油深脱	0	506	0	506
LSA	0	522	0	522
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	0	0
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	0	0
合計	0	1,029	0	1,029
CLO使用先				
LSC	0	609	0	609
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	0	0
合計	0	609	0	609

図表 8.4.10　中部地域 C タイプのオイルフロー



③瀬戸内地域

・表 8.4.11 に、瀬戸内地域 LP モデルによる需給バランスと主要装置稼働を示す。軽油・A 重油の輸出▲2,670 千 kL（2019 年度＝3,731 千 kL）、C 重油の輸出▲249 千 kL（2019 年度＝2,892 千 kL）となった。LSC 重油の生産量は 3,329 千 kL で、残りは MSC 重油 703 千 kL で、全てが LSC 重油というわけではない。
2019 年度の原油処理選択では、関東地域のように著しい C 重油余剰とはならない、原油処理の減少によって、軽油・A 重油の中間留分が大幅に不足し、2019 年度輸出の 7 割が減少することになる。

・瀬戸内地域全体では、C 重油は一見バランスが取れているようであるが、混合内訳、及び、各タイプのオイルフローの解析によって、深刻なひずみが摘出された。

・瀬戸内 B、D タイプの FCC に 43%余力が発生し、VHDS にも 65%もの余力が発生する。また、軽油生産減で GO-HDS に 45%もの余力が発生する。

・図表 8.4.12 に、軽油、AC 重油混合内訳を示す。FCC 及び VHDS の大幅な稼働減によって、LCO 等の分解軽油の生産が減少、LSA 重油混合基材の 54%が DGO となったため、軽油の要生産を満たせなくなっている。

図表 8.4.11　瀬戸内地域の需給バランスと主要装置稼働

その①
2019年度
原油油種
API：35.99
⇩
improvement
大中間増対策
TOP、VAC、VH、
FCC、PL余力

	2019年度（実績）			2030年度			増減			
	内需	生産	輸出入	内需想定	生産LP	輸出入	内需	生産	輸出入	
原油処理量		61,736			51,284			▲ 10,452		LSFO減 軽A減大
API		36.55			35.99					
揮発油	17,354	16,467	▲ 887	13,149	12,262	▲ 887	▲ 4,204	▲ 4,204	0	FIX
ナフサ	15,450	4,592	▲ 10,858	14,638	5,686	▲ 8,953	▲ 812	1,094	1,905	
JET	2,256	6,648	4,393	2,241	6,633	4,393	▲ 15	▲ 15	0	FIX
灯油	3,234	3,576	342	2,560	2,902	342	▲ 673	▲ 674	▲ 0	Free
軽油	12,002	15,218	3,215	11,956	13,679	1,723	▲ 46	▲ 1,539	▲ 1,493	▲2,670
A重油	4,341	4,857	516	2,741	2,080	▲ 661	▲ 1,600	▲ 2,776	▲ 1,177	▲ 249
B・C重油	2,981	5,872	2,892	897	3,540	2,643	▲ 2,083	▲ 2,332	▲ 249	
燃料油計	57,617	57,230	▲ 387	48,183	46,783	▲ 1,400	▲ 9,434	▲ 10,447	▲ 1,013	

			Bタイプ				Cタイプ				Dタイプ				合計			
			2019年度実績		2030年度試算結果		2019年度実績		2030年度試算結果		2019年度実績		2030年度試算結果		2019年度実績		2030年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			24,020	100%	15,108	100%	13,757	100%	12,220	100%	23,959	100%	23,959	100%	61,736	100%	51,284	100%
生産量	揮発油		8,019	33%	2,760	18%	3,699	27%	3,286	27%	6,197	26%	6,197	26%	17,915	29%	12,262	24%
	ナフサ		1,983	8%	2,001	13%	3,758	27%	2,145	18%	3,294	14%	1,539	6%	9,035	15%	5,686	11%
	灯油	JET	2,347		3,330		721		641		2,663		2,663		5,730		6,633	
		灯油	1,503		0		1,535		1,164		1,738		1,738		4,776		2,902	
		小計	3,850	16%	3,330	22%	2,256	16%	1,805	15%	4,401	18%	4,401	18%	10,506	17%	9,536	19%
	軽油	軽油	5,542		3,449		3,281		3,445		5,696		6,785		14,518		13,679	
		A重油	1,465		696		1,092		146		2,228		1,238		4,784		2,080	
		小計	7,006	29%	4,145	27%	4,373	32%	3,591	29%	7,923	33%	8,023	33%	19,303	31%	15,759	31%
	C重油		2,455	10%	1,747	12%	845	6%	1,336	11%	1,763	7%	458	2%	5,063	8%	3,540	7%
	燃料油計		23,313	97%	14,002	93%	14,931	109%	12,163	100%	23,578	98%	20,618	86%	61,822	100%	46,783	91%
	LPG、製製品		1,834	8%	1,145	8%	1,287	9%	1,342	11%	2,455	10%	3,007	13%	5,575	9%	5,494	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,127	▲5%	▲42	▲0%	▲2,461	▲18%	▲1,285	▲11%	▲2,074	▲9%	334	1%	▲5,662	▲9%	▲994	▲2%
	総計		24,020	100%	15,105	100%	13,757	100%	12,220	100%	23,959	100%	23,959	100%	61,736	100%	51,284	100%
稼働率	TOP		92%（330日）	83%（365日）	75%（330日）	68%（365日）	96%（330日）	87%（365日）	85%（330日）	77%（365日）	85%（330日）	76%（365日）	85%（330日）	76%（365日）	90%（330日）	81%（365日）	82%（330日）	74%（365日）
	FCC		93%（330日）	84%（365日）	51%（330日）	46%（365日）	99%（330日）	90%（365日）	100%（330日）	フル 90%（365日）	86%（330日）	78%（365日）	82%（330日）	68%（365日）	91%（330日）	82%（365日）	65%（330日）	59%（365日）
	COKER		－（310日）	－（365日）	－（310日）	－（365日）	－（310日）	－（365日）	－（310日）	－（365日）	76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	フル 85%（365日）	76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
	REF		84%（330日）	76%（365日）	40%（330日）	36%（365日）	107%（330日）	97%（365日）	77%（330日）	69%（365日）	88%（330日）	79%（365日）	86%（330日）	78%（365日）	91%（330日）	82%（365日）	64%（330日）	58%（365日）

図表 8.4.12　瀬戸内地域の軽油、AC 重油混合内訳

軽油、AC重油混合内訳

瀬戸内その①

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油 ブレンド				
製品	3,449	3,445	6,785	13,679
DK	517	823	687	2,028
HC_K	0	0	331	331
DGO	2,735	2,442	2,938	8,116
HC_LGO	196	179	2,829	3,205
LSA-03 ブレンド				
製品	696	146	1,238	2,080
K　混合比54%	35	7	62	104
DGO	343	72	605	1,020
LCO	315	66	571	952
Lt AR	3	1	0	4
LSC-05 ブレンド				
製品	1,836	806	688	3,329
DSLGO	0	0	191	191
LCO	0	0	37	37
LS HP	3	508	16	526
DSAR　RH余力活用	1,624	0	191	1,814
CLO	210	298	253	760
LGO	0	0	0	0
MSC-20 ブレンド				
製品	0	596	108	703
LCO	0	75	54	129
Lt AR	0	192	0	192
LS HP	0	68	0	68
CLO	0	18	54	72
Lt VR	0	0	0	0
ML VR　VAC−VR残	0	242	0	242
Md VR	0	0	0	0
HSC-35 ブレンド				
製品	0	0	0	0

LCO、CLO留分の行き先

千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	3,008	0	4,840	7,848
RFCC	0	3,148	0	3,148
合計	3,008	3,148	4,840	10,996
軽油深脱稼働				
DDS能力	93	60	154	307
DDS能力最大稼働(90%)	4,864	3,148	8,080	16,093
DDS通油量	3,078	2,476	3,321	8,874
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	462	371	498	1,331
製品生産量				
軽油	3,449	3,445	6,785	13,679
LSA	696	146	1,238	2,080
HSA	0	0	0	0
LSC	1,836	806	688	3,329
MSC	0	596	108	703
HSC	0	0	0	0
LCO使用先				
軽油深脱	462	371	498	1,331
LSA	315	66	571	952
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	37	37
MSC	0	75	54	129
HSC	0	0	0	0
合計	777	513	1,160	2,449
CLO使用先				
LSC	210	298	253	760
MSC	0	18	54	72
HSC	0	0	0	0
合計	210	316	306	832

・図表 8.4.13 に、瀬戸内地域 B タイプのオイルフローに示す。

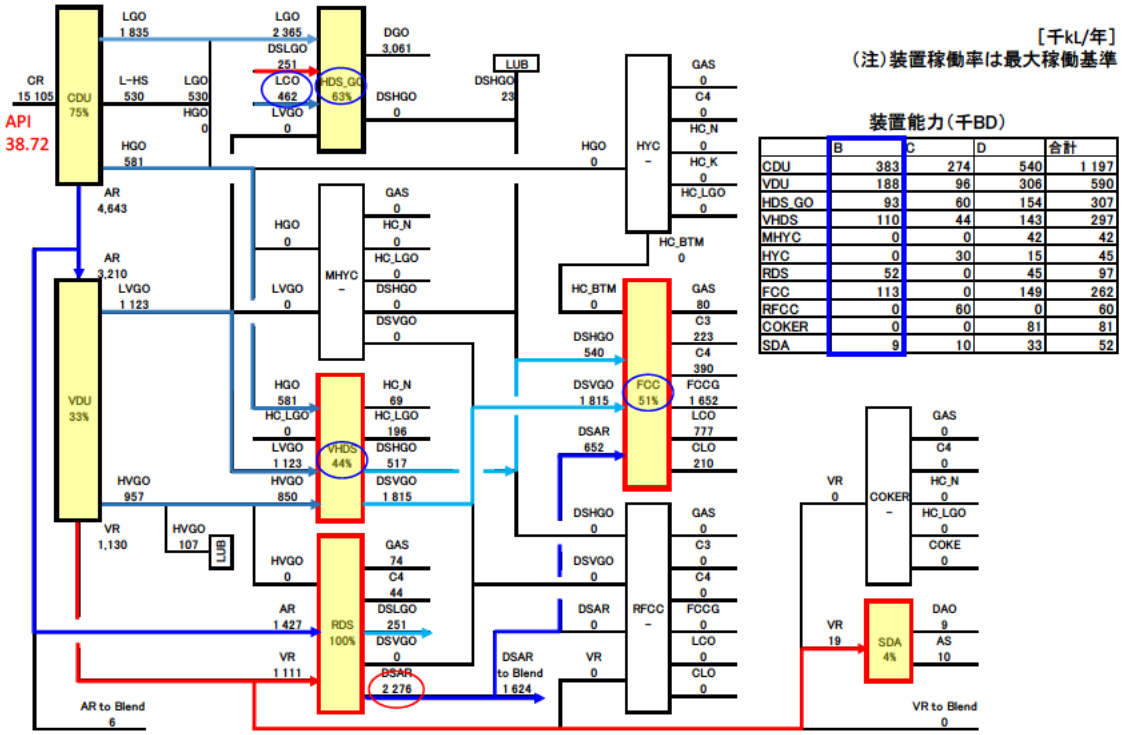
－瀬戸内地域 B タイプは、RDS を有することから、FCC 原料の 22%が DSAR である。それでも、1,624 千 kL の DSAR が LSC 重油の基材となることから、LSC 重油の生産量が増える。ただし、SDA によるアスファルト生産があることから、HSC 重油の生産は皆無である。

一方、揮発油の要生産減少によって、FCC の稼働が 51%に低下、VHDS も余力が 56%発生することになる。

－また、FCC の稼働が減少したことから分解軽油の生産量が減少し、LSA 重油生産のために DGO を混合することになる。したがって、分解軽油の生産量を増加して A 重油中の DGO と振り返ることが有効である。

－以上のことから、中間留分不足を改善するために、VHDS の MHC への改造に加えて、FCC の余力を高分解型へ改造することも有効であると考えられる。

図表 8.4.13　瀬戸内地域 B タイプのオイルフロー



	B	C	D	合計
CDU	383	274	540	1 197
VDU	188	96	306	590
HDS_GO	93	60	154	307
VHDS	110	44	143	297
MHYC	0	0	42	42
HYC	0	30	15	45
RDS	52	0	45	97
FCC	113	0	149	262
RFCC	0	60	0	60
COKER	0	0	81	81
SDA	9	10	33	52

・図表 8.4.14 に、瀬戸内地域 C タイプのオイルフローを示す。

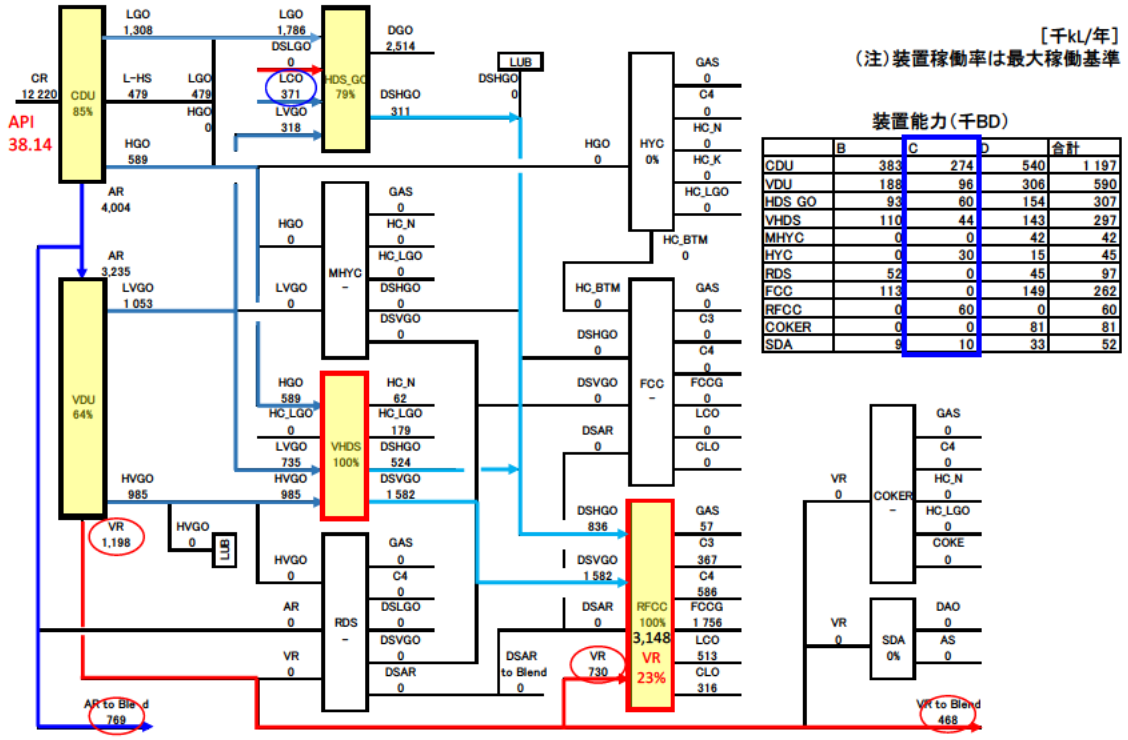
－瀬戸内地域 C タイプは、RFCC と称しながらも RDS がないので、南方系 SL-HPP（低硫黄 HPP 原油）を小規模常圧蒸留装置（CDU）で処理して、その低硫黄ボトム留分を RFCC 原料としている。したがって、RFCC 原料の内訳は、軽質 VR 23%、DSHGO＋DSVGO 77%で、VHDS はフル稼働することになる。

そして、中間留分及び VGO を確保するために、AR 769 千 kL と VR 468 千 kL が MSC 重油基材他となる。

－以上のことから、C タイプの中間留分を増やし、B タイプの LSC 重油の余剰を改善するために、B タイプから C タイプへ DSAR を転送し RFCC 原料とすること、次善策として重油得率の極めて低い超軽質原油処理に振り替えることが考えられる。ただし、足元では

IMO2020 適合船舶燃料油の市況は揮発油に接近していることから、このような RFCC 原料調達スキームで採算が向上するとは考えられない。むしろ、原油の重軽価格差が縮小した状況で残油得率の極めて少なく中間留分得率が大きい原油を処理する方が効果的な環境になるかもしれない。

図表 8.4.14　瀬戸内地域 C タイプのオイルフロー



	B	C	D	合計
CDU	383	274	540	1 197
VDU	188	96	306	590
HDS GO	93	60	154	307
VHDS	110	44	143	297
MHYC	0	0	42	42
HYC	0	30	15	45
RDS	52	0	45	97
FCC	113	0	149	262
RFCC	0	60	0	60
COKER	0	0	81	81
SDA	9	10	33	52

・図表 8.4.15 に、瀬戸内地域 D タイプのオイルフローを示す。

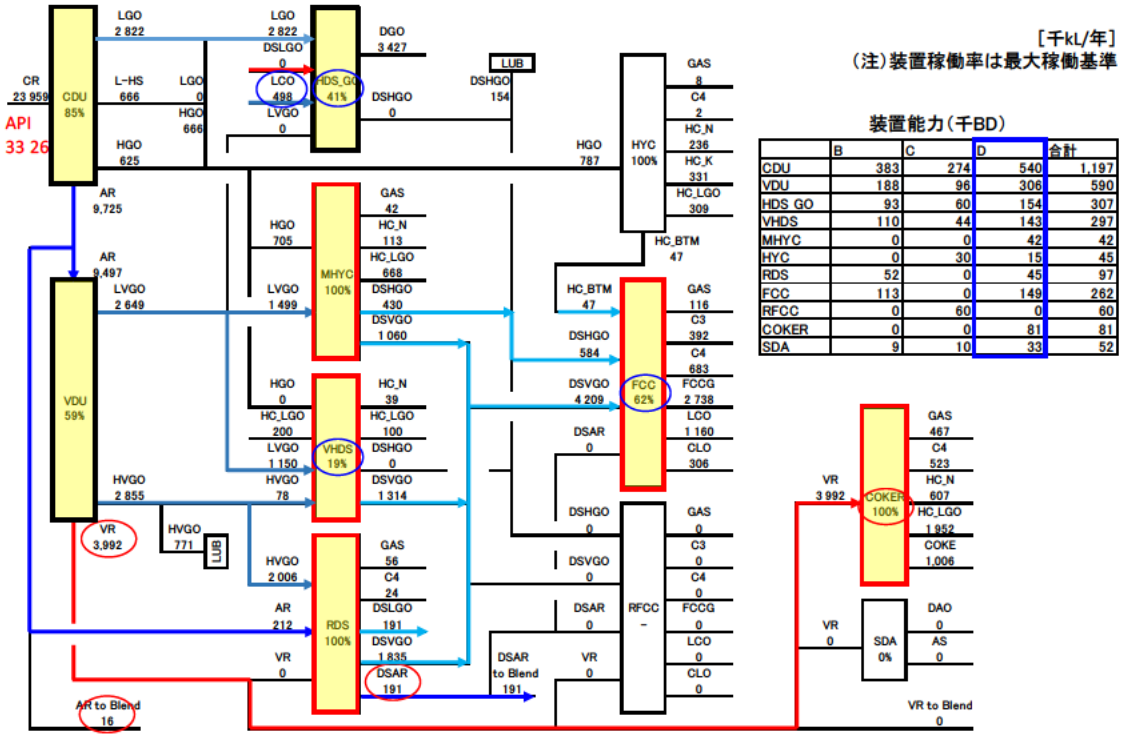
－瀬戸内地域 D タイプは、コーカーの他に RDS、MHC を有し、重質油分解装置装備率は高い。また、揮発生産減に伴う FCC 稼働減による原料減少によって、VHDS の稼働が 19%と、ほとんど稼働できない状況になる。RDS 原料の多くが HVGO で FCC 前処理装置の役割をなすことも VHDS 不稼働の要因でもある。

－コーカーを有し、重質油留分の脱硫能力が大きいことから、全量 LSA 生産、及び若干の MSC 重油以外はほとんどが LSC 重油生産である。

－以上のことから、中間留分不足を改善するために、VHDS の MHC への改造に加えて、FCC の余力を高分解型へ改造することも有効であると考えられる。

－なお、D タイプの GO-HDS の稼働は 41%と間欠運転に近い。この有効活用が必要である。例えば、この反応塔を有効に活用してバイオ燃料精製プロセスを一部導入することも考えられる。

図表 8.4.15　瀬戸内地域 D タイプのオイルフロー



	B	C	D	合計
CDU	383	274	540	1,197
VDU	188	96	306	590
HDS GO	93	60	154	307
VHDS	110	44	143	297
MHYC	0	0	42	42
HYC	0	30	15	45
RDS	52	0	45	97
FCC	113	0	149	262
RFCC	0	60	0	60
COKER	0	0	81	81
SDA	9	10	33	52

（3）　地域別 LP モデルによる解析の要約

①需給バランス

・以下に、地域別 LP モデルによる解析結果の要約を示す（図表 8.4.16 参照)。

・2030 年度の全国 LP モデルと、地域別 LP モデルの合計のインバランスは以下のとおりで、地域別の方が要生産量に対する中間留分不足、C 重油余剰の需給バランスのひずみが顕著になる。前述のとおり全国 LP モデルは理想解に近いため、地域別 LP モデルの方が、重油分解装置能力が不足しているという実態をより顕著に表している。

－軽油・A 重油要生産量の過不足：

全国 LP モデル　▲3,640 千 kL、地域別 LP モデル合計▲3,983 千 kL

－C 重油の要生産量生産量過不足

全国 LP モデル　＋　945 千 kL、地域別 LP モデル合計＋1,982 千 kL

・地域別にみると、瀬戸内地域が大幅に中間留分不足、関東地域が大幅に C 重油余剰で、中部地域は B タイプ製油所を停止することでほぼバランスする。

	関東地域	中部地域	瀬戸内地域	合計
軽油・A 重油の過不足（千 kL）	▲　926	▲　387	▲2,670	▲3,983
C 重油の対生産過不足（千 kL）	＋　2,131	＋　100	▲　249	＋1,982

・関東地域は C 重油余剰を解消するために瀬戸内 C タイプと同じく原油を軽質化する対策が考えられる。

図表 8.4.16　地域別 LP モデルによる需給バランス

関東地域

API：36.29

⇩ improvement

ボトム大幅減
中間増対策
(R)FCC余力

	2019年度(実績)			2030年度			増減		B－A	
	内需	生産	A輸出入	内需想定	生産LP	B輸出入	内需	生産	輸出入	
原油処理量		84,953			76,803			▲ 8,150		
API		36.32			36.26					
揮発油	23,783	25,008	1,225	18,021	19,246	1,225	▲ 5,762	▲ 5,762	▲ 0	FIX
ナフサ	23,608	10,679	▲ 12,929	22,368	7,506	▲ 14,861	▲ 1,240	▲ 3,173	▲ 1,933	
JET	2,473	7,379	4,905	2,457	7,362	4,905	▲ 16	▲ 16	0	FIX
灯油	8,839	8,039	▲ 801	6,999	5,638	▲ 1,361	▲ 1,841	▲ 2,401	▲ 560	Free
軽油	16,600	21,080	4,480	16,536	20,418	3,882	▲ 64	▲ 662	▲ 597	▲ 926
A重油	4,712	5,590	877	2,976	4,079	1,104	▲ 1,737	▲ 1,511	226	
B･C重油	3,873	7,172	3,300	1,166	6,596	5,431	▲ 2,707	▲ 576	2,131	＋2,131
燃料油計	83,888	84,947	1,059	70,521	70,847	325	▲ 13,367	▲ 14,100	▲ 733	

中部地域

API：35.19

⇩

ほぼバランス
Bタイプ稼働O
(Bタイプ再生)

	2019年度(実績)			2030年度			増減		B－A	
	内需	生産	A輸出入	内需想定	生産LP	B輸出入	内需	生産	輸出入	
原油処理量		26,838			18,230			▲ 8,608		
API		35.90			35.19					
揮発油	7,970	8,280	310	6,039	6,349	310	▲ 1,931	▲ 1,931	0	FIX
ナフサ	3,467	841	▲ 2,627	3,285	1,105	▲ 2,180	▲ 182	265	447	
JET	417	889	472	414	886	472	▲ 3	▲ 3	0	FIX
灯油	1,548	1,442	▲ 106	1,226	1,119	▲ 106	▲ 322	▲ 322	0	FIX
軽油	5,055	5,665	610	5,035	5,059	24	▲ 20	▲ 605	▲ 586	▲ 387
A重油	1,103	1,362	259	696	1,154	458	▲ 406	▲ 208	199	
B･C重油	541	1,754	1,213	163	1,475	1,313	▲ 378	▲ 278	100	＋ 100
燃料油計	20,102	20,232	130	16,860	17,149	290	▲ 3,242	▲ 3,083	159	

瀬戸内地域

API：35.99

⇩ improvement

中間増大対策
TOP、VAC、VH、
FCC、PL余力

	2019年度(実績)			2030年度			増減			LSFO減
	内需	生産	輸出入	内需想定	生産LP	輸出入	内需	生産	輸出入	軽A減大
原油処理量		61,736			51,284			▲ 10,452		
API		36.55			35.99					
揮発油	17,354	16,467	▲ 887	13,149	12,262	▲ 887	▲ 4,204	▲ 4,204	0	FIX
ナフサ	15,450	4,592	▲ 10,858	14,638	5,686	▲ 8,953	▲ 812	1,094	1,905	
JET	2,256	6,648	4,393	2,241	6,633	4,393	▲ 15	▲ 15	0	FIX
灯油	3,234	3,576	342	2,560	2,902	342	▲ 673	▲ 674	▲ 0	Free
軽油	12,002	15,218	3,215	11,956	13,679	1,723	▲ 46	▲ 1,539	▲ 1,493	▲2,670
A重油	4,341	4,857	516	2,741	2,080	▲ 661	▲ 1,600	▲ 2,776	▲ 1,177	
B･C重油	2,981	5,872	2,892	897	3,540	2,643	▲ 2,083	▲ 2,332	▲ 249	▲ 249
燃料油計	57,617	57,230	▲ 387	48,183	46,783	▲ 1,400	▲ 9,434	▲ 10,447	▲ 1,013	

③主要装置の余力（図表 8.4.17 参照）

・原油処理能力は、各地域均等に 1～2 製油所を休止することでバランスするが、石油製品の需要構成が変化したこと（ガソリンから軽油にシフト）による需給バランスのひずみは残る。

	関東地域	中部地域	瀬戸内地域	合計
原油処理公称能力（千 BD）	1,706	501	1,197	3,404
LP 結果（千 BD）	1,464	347	978	2,789
余力　（千 BD）	242	154	219	615

・原油処理減で、GO-HDS の余力が 46%と著しい。
・ガソリンの内需減退で、FCC は 43%もの余力が発生する。特に、瀬戸内地域 B、D タイプの FCC は 50%前後の余力が発生する。しかも、瀬戸内地域 C タイプの VR 処理型 RFCC は MSC 重油を生産してしまう。
・FCC 余力発生で、前処理装置である VHDS も 61%もの大幅余力が発生する。
・RDS は、RFCC 原料を確保した残りは、全て LSC 重油を生産するためにフル稼働になる。
・分解軽油生産減のために LSA 重油基材が不足し、LSA 重油生産のために DGO の混合比が増える。

図表 8.4.17　地域別 LP モデルによる主要装置余力

千BD

		関東				中部			瀬戸内				合計	合計	合計	合計
		B	C	D	計	B	C	計	B	C	D	計	B	C	D	合計
TOP（330日）	①公称能力	564	694	448	1,706	86	415	501	383	274	540	1,197	1,033	1,383	988	3,404
	②適正稼働能力	510	627	405	1,543	78	375	453	346	248	488	1,082	934	1,250	893	3,077
	③LP結果	431	533	359	1,323	0	314	314	260	211	413	884	691	1,058	772	2,521
	④差(②-③)	79	94	46	219	78	61	139	86	37	76	198	242	192	121	556
	⑤余力	88	104	51	242	86	68	154	95	41	84	219	268	213	134	615
VHDS（330日）	①公称能力	99	161	215	475	24	40	64	110	44	185	339	233	245	400	878
	②適正稼働能力	90	146	194	430	22	36	58	100	40	167	307	211	222	362	794
	③LP結果	45	20	117	183	0	22	22	44	40	25	108	89	82	141	313
	④差(②-③)	44	125	78	247	22	14	36	56	0	143	198	121	139	220	481
	⑤余力	49	138	86	273	24	16	40	61	0	158	219	134	154	244	532
RHDS（310日）	①公称能力	142	129		271		105	105	52	0	45	97	194	234	45	473
	②適正稼働能力	121	110	0	230	0	89	89	44	0	38	82	164	199	38	401
	③LP結果	99	110	0	208	0	89	89	44	0	38	82	142	199	38	379
	④差(②-③)	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0	22
	⑤余力	26	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	26
RFCC（330日）	①公称能力		152		152		111	111		60		60	0	323	0	323
	②適正稼働能力	0	137	0	137	0	100	100	0	54	0	54	0	292	0	292
	③LP結果	0	122	0	122	0	95	95	0	54	0	54	0	271	0	271
	④差(②-③)	0	16	0	16	0	5	5	0	0	0	0	0	21	0	21
	⑤余力	0	17	0	17	0	6	6	0	0	0	0	0	23	0	23
FCC（330日）	①公称能力	121	38	176	335	31		31	113	0	149	262	265	38	325	628
	②適正稼働能力	109	34	159	302	28	0	28	102	0	135	237	239	34	294	567
	③LP結果	84	1	106	191	0	0	0	52	0	83	135	135	1	190	326
	④差(②-③)	25	33	53	111	28	0	28	50	0	51	102	104	33	104	241
	⑤余力	28	37	58	123	31	0	31	56	0	57	112	115	37	115	267
ユーカー（310日）	①公称能力			60	60			0			81	81	0	0	141	141
	②適正稼働能力	0	0	51	51	0	0	0	0	0	69	69	0	0	120	120
	③LP結果	0	0	51	51	0	0	0	0	0	69	69	0	0	120	120
	④差(②-③)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	⑤余力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REF+CCR（330日）	①公称能力	76	132	98	305	45	81	126	107	67	82	255	227	280	180	686
	②適正稼働能力	68	119	89	276	41	73	114	96	61	74	231	205	253	162	621
	③LP結果	63	76	62	202	0	48	48	39	46	64	149	102	170	126	398
	④差(②-③)	5	43	26	74	41	26	66	58	14	10	82	103	83	36	222
	⑤余力	5	48	29	82	45	28	73	64	16	11	91	114	92	40	246
軽油深脱（330日）	①公称能力	147	173	195	515	30	82	112	93	60	154	307	270	315	349	933
	②適正稼働能力	133	156	176	465	27	74	101	84	54	139	277	244	284	316	844
	③LP結果	90	109	48	248	0	58	58	53	43	57	153	143	210	105	459
	④差(②-③)	42	47	128	217	27	16	43	31	12	82	124	100	74	210	385
	⑤余力	47	52	142	240	30	18	48	34	13	91	138	111	82	233	426

８．５　瀬戸内地域各地区コンビナートの課題・対策の抽出と概略 FS

（１）　課題・対策の抽出

特に需給バランスのひずみが著しい瀬戸内地域について、製油所タイプ別に課題と対策を整理し、概略 FS を実施することとした。

①瀬戸内地域 B タイプ

B タイプは VGO　FCC を有するグループである。これは FCC を中心とした製油所であるため、瀬戸内地域における中間留分の需要予測とマッチしておらず、FCC 及びその前処理設備である VHDS をフル稼働させることができず、どちらも 50%前後の稼働となっている。また RDS を有していて、脱硫した重油の一部を FCC にかけているが、重油分解装置がないため大半は LSC 重油として出荷せざるを得ず、製油所の収益を押し下げる構造となっている。

これらの構造的要因を解決するには、沸騰床などの重油水素化分解装置を新設するなどして中間留分増産に寄与することが良いと考えられるが、投資コストが嵩むため現実的な解とはなりえない。そこで設備過剰となっているVHDS、 FCCの高分解化を志向することによる設備過剰の解消及び中間留分増産が、現実的なアプローチになるものと考えられる。

②瀬戸内地域Cタイプ

Cタイプは RFCC を有するグループであるが、中東系原油などに代表される重油中のメタル、残留炭素、サルファー等が高い原油を処理する場合、RFCC に常圧(減圧)残渣油を直接かけることができず、RDS での前処理が必須となる。しかし瀬戸内地域における C タイプの製油所は RDS を有していないため、以下のような問題が生じている。

- RFCC にかける原料油に占める重油の割合が低くなり、余った高硫黄重油（AR、VR）を他所へ転送するコストが掛かる。
- API 比重の高い原油しかかけられず、競争力が低い。
- RFCC 装置が製油所の中心であるためガソリン生産型の製油所となり、地域の需要構造にマッチしていない。

これらの問題を解決するには RDS 装置を新設し、常圧(減圧)残渣油を RFCC で処理し、代わりに VGO を水素化分解装置で処理することにより中間留分の増産を志向することができるが、RDS 装置の新設はその付帯設備も含めると、莫大な投資が必要となってくる。このため本検討では、米国を中心とするタイトオイルの増産により原油の重軽格差が縮小傾向であることから、原油の一部を重油分の少ない軽質なミッドランドタイトオイルに転換することにより、収益改善、域内需要構造への対応を検討する FS を行った。

③瀬戸内地域Dタイプ

Dタイプは熱分解装置を有するタイプであり、ボトムの処理設備として VHDS、RDS、FCC、コーカーを持っているので、原油処理能力と比較すると、ボトム処理設備が過剰な傾向にある。このため 2030 年 LP モデルでは、RDS とコーカーは稼働を維持することができる反面、VHDS（19%），FCC（62%）は稼働率が低くなっている。特に VHDS は 19%の稼働率なので、B タイプと同様に Mild Hydrocracker 化することにより、余剰設備の活用、需要とのマッチング、収益性改善が可能か検討した。

④概略 FS 項目まとめ

以上、概略 FS を実施する項目を図表 8.5.1 にまとめた。各概略 FS 項目に共通する前提条件を以下に示す。

- 得率の推定等は日揮株式会社（JGC）が保有するデータから行った。また必要に応じてライセンサー等から情報を得た。
- 対象装置に関わる付帯・周辺装置(水素装置、排水装置、アミン装置、サルファー装置、フレア・用役・オフサイト・出荷設備等)については検討を行っていない。これらについては改善策実施後も必要な供給・排出・出荷能力を持っているものとした。
- 特定の製油所を想定した検討ではないため、改善策実施に関わる設備改造及び設備新設に関わる敷地及びスペースは確保されているものとする。

・ 装置能力による推算法による見積で、その精度は+100%～-50%に相当する。
・ 改造に関わる既設の撤去費用は含んでいない。
・対象の製油所を特定した検討ではないため、障害物のない更地の設定、大型機器の水切り、構内移動にも障害はない、鉄骨工事、舗装工事、外構工事、排水工事などは含んでいない。
・ 一部大型機器据え付けに制約のあるもの、困難なものがあるが、特に考慮していない。
・ ライセンサー費用や土地代を含め、オーナーコストは考慮していない。

図表 8.5.1　概略 FS 項目まとめ

#	課題			処理能力 [千BD]		処理量 [千BD]		備考
				改造前	改造後	改造前	改造後	
①	VHDSをMHCに転換	MHC1	B	110	55	(VHDS) 49	(VHDS) 0 (MHC1) 49	2段階の分解率を想定。MHC1は、比較的マイルドな分解率で改造範囲を最小限にとどめ、短期回収を図る。MHC2は、積極的な投資で分解率の大幅な向上を図る。改造後の処理能力は、改造範囲を最小限とするために、既設の50%とした。改造前後の処理量は同じとしたので、改造後の稼働率はBタイプ:89%(＝49/55)、Dタイプ:38%(＝27/71.5)となる。
			D	143	71.5	(VHDS) 27	(VHDS) 0 (MHC1) 27	
		MHC2	B	110	55	(VHDS) 49	(VHDS) 0 (MHC2) 49	
			D	143	71.5	(VHDS) 27	(VHDS) 0 (MHC2) 27	
②	超軽質原油(タイトオイル)処理		C	274	274	(API 38) 233	(API 38) 133 (Eagle) 100	100千BDをタイトオイル処理とした。改造前後の処理量は同じ233千BDで、残りの133千BDは改造前と同じ油種構成(平均API 38.1)とした。
③	FCCを高分解型に転換	ZSM-5	B	113	60	(FCC) 57	(FCC) 0 (ZSM-5) 57	ZSM-5を10%添加。改造なしで触媒の入れ替えのみとするために、製品収率から処理能力は60千BDとした。改造前後の処理量は同じとしたので、改造後の稼働率は96%(＝57.3/60)となる。
		DCC	B	113	57	(FCC) 57	(FCC) 0 (DCC) 57	フラクショネーター下流も含めて既設流用は難しいので一式新設とした。改造前の処理量57千BDを処理能力とした。

（2） VHDS を MHC に転換

①前提条件

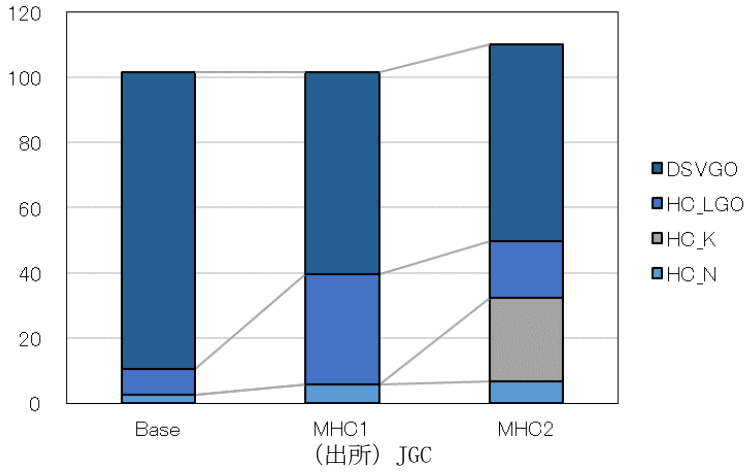
VHDS の MHC への転換は、以前から日本国内においても実施されていて、実績もある改造である。VHDS を MHC へ転換する場合、通油量を一定とした時には一般的に以下のような改造が想定される。

・SV 低下のためのリアクター増設
・脱硫型触媒から分解型触媒への交換、それに伴うリアクターディストリビューターの交換
・水素消費量増加に伴うリサイクルループ(リサイクルコンプレッサー)の増強
・水素消費量増加に伴うメークアップコンプレッサーの増強
・分解ガス、分解油増に伴う下流系の増強

今回の検討では、2 段階の分解率を想定した。ケース①（MHC1）は、比較的マイルドな分解率で改造範囲を最小限にとどめ、短期回収を図ることとし、ケース②（MHC2）は、積極的な投資で分解率の大幅な向上を図ることとした。どちらのケースも改造範囲を最小限

とするために、改造後の処理能力は既設の 50%とした。
VHDS、MHC1、MHC2 の想定製品得率を図表 8.5.2 に示す。MHC1 の分解生成物は主に軽油留分（HC_LGO)、MHC2 の分解生成物は主に灯油留分（HC_K）と軽油留分（HC_LGO）で、液収率は 110%程度まで増加する。

図表 8.5.2　VHDS と MHC における製品得率



（出所）JGC

改造前後の処理量は同じで。その他、原油処理量等の前提条件は、８．４．（１）項で設定したとおりとした。

②概略改造コスト
前述のとおり、2 つのケースについて改造箇所及びコストを検討した。
ケース①（MHC1）については、比較的マイルドな分解に留まること、及び通油量をキャパシティの 50%と設定していることから、加熱炉、リサイクル系、メークアップガス系、フラクショネーター系については既設のまま流用可能であると考えられる。また触媒量についても既設のまま対応可能であるが、脱硫型から分解型への触媒変更、それに伴うリアクター内部のディストリビューター、サポート等の改造が必要になる。
一方ケース②（MHC2）については、分解率をアップさせるために SV を大幅に低下させる必要があることから、リアクターを増設する。通油量をキャパシティの 50%に設定し、触媒量は既設の 3 倍とすることで、SV を 1/6 に低下させることとした。一方その他の加熱炉、リサイクル系、メークアップガス系、フラクショネーター系については 50%の通油量とすることから既設流用可能とした。
図表 8.5.3 に既設 VHDS において改造する機器と、改造コストの概算結果をまとめた。

図表 8.5.3　改造箇所一覧

ケース	区分	アイテム	改造内容	改造コスト	
				B タイプ	D タイプ
①MHC1	改造	既設リアクター	ディストリビューター、サポート等交換、分解触媒への入れ替え	8 億円	10 億円
②MHC2	改造	既設リアクター	ディストリビューター、サポート等交換、分解触媒への入れ替え	47 億円	58 億円
	増強	リアクター	新設		

③期待効果

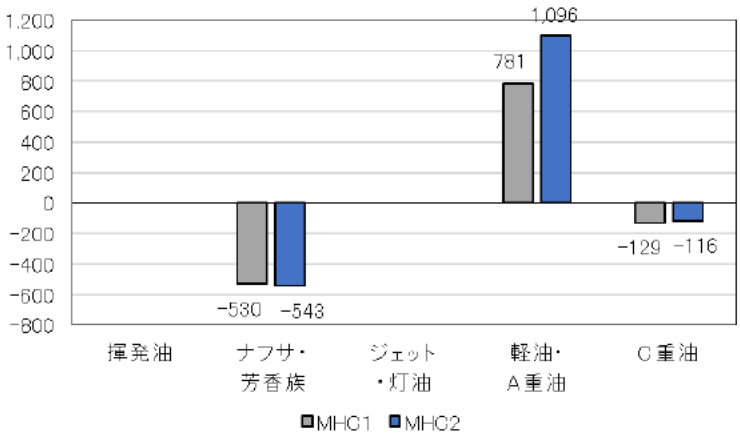
・生産量

瀬戸内全域（B＋C＋D タイプ）の生産量と Base との差を図表 8.5.4 に示す。MHC 化することで、LPG、ナフサ、C 重油⇒軽油・A 重油で需給バランスは改善し、リファイナリーマージンは改善方向である。

軽油・A 重油は、MHC1 で＋781 千 KL/年、MHC2 で＋1,096 千 KL/年。C 重油は、MHC1 で▲129 千 KL/年、MHC2 で▲116 千 KL/年である。

図表 8.5.4　生産量と Base との差（瀬戸内全域）［千 KL/年］

		Base	MHC1	MHC2
原油処理		51,284	51,284	51,284
揮発油		12,262	12,262	12,262
ナフサ・芳香族		5,518	4,988	4,975
ジェット・灯油	JET	6,633	6,633	6,633
	灯油	2,902	2,902	2,902
	小計	9,536	9,536	9,536
軽油・A重油	軽油	14,251	14,840	15,893
	A重油	2,090	2,281	1,544
	小計	16,341	17,121	17,437
C重油		3,366	3,237	3,250
燃料油計		47,024	47,145	47,461
LPG		2,487	2,322	2,315
プロピレン		693	624	619
副製品		2,132	2,130	2,136
自家燃、損耗、転送等		-1,052	-938	-1,248
総計		51,284	51,284	51,284



以下に製油所タイプ別に、製品毎の解析結果を示す。

（B タイプ・MHC1）

－揮発油の生産量は、上限を設定しているため、Base ケースと変化がない。

－ただし VHDS の MHC 化に伴って分解率が向上し、DSVGO が減少して FCC 稼働率は 51%⇒39%に低下し、FCC ガソリンが 405 千 KL/年減少した。その結果、ガソリンブレンドへの DLN・リフォーメートが増加し、ナフサ・芳香族の生産量は 343 千 KL/年減少した。

－ジェット・灯油の生産量は、上限を設定しているため、Base ケースと変化がない。

－軽油・A 重油生産量は、517 千 KL/年増加した。これは、前述のとおり FCC 稼働率低下に

伴い LCO 生産量が 162 千ｋL/年減少したが、VHDS の分解軽油（HC_LGO）が 667 千 KL/年増加したことなどによる。

－C 重油生産量は、LSC-05 が 83 千 KL/年減少した。これも FCC 稼働率低下に伴って CLO 生産量が 40 千 KL/年減少したこと、FCC での DSAR 処理量が 40 千 KL/年増加したことなどによる。

FCC での DSVGO 処理量が減少したことにより、DSAR 処理比率は上限の 30%に張り付いた。これが緩和できれば更に C 重油を削減することが可能となる。

（B タイプ・MHC2）

－揮発油の生産量は、上限を設定しているため、Base ケースと変化がない。

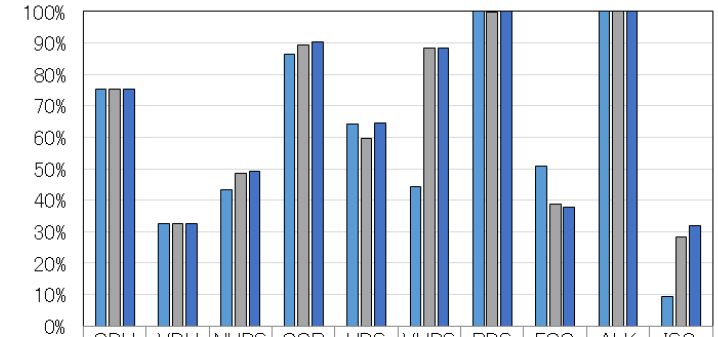
－ナフサ・芳香族は、MHC1 と同様な傾向で、354 千 KL/年減少した。

－ジェット・灯油の生産量は、上限を設定しているため、Base ケースと変化がない。

－軽油・A 重油の生産量は、722 千 KL/年増加した。これは、前述のとおり FCC 稼働率低下に伴い LCO 生産量が 179 千 KL/年減少したが、VHDS の分解灯油（HC_K）が 652 千 KL/年、分解軽油（HC_LGO）が 251 千 KL/年増加したことなどによる。

－C 重油は、MHC1 と同様な傾向で、LSC-05 が 67 千 KL/年減少した。

図表 8.5.5　装置稼働率（瀬戸内 B タイプ）

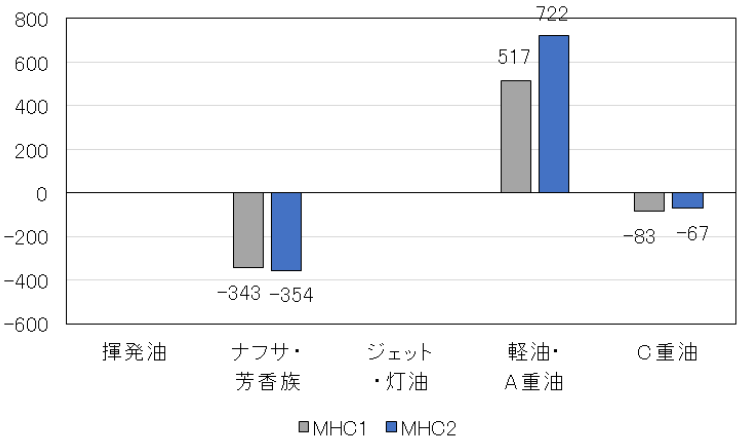


	CDU	VDU	NHDS	CCR	HDS	VHDS	RDS	FCC	ALK	ISO
Base	75%	33%	43%	86%	64%	44%	100%	51%	100%	9%
MHC1	75%	33%	48%	89%	60%	89%	100%	39%	100%	28%
MHC2	75%	33%	49%	90%	64%	89%	100%	38%	100%	32%

（注）装置稼働率は稼働日数基準で、稼働日数は 330 日/年（＝90.4%）とした。VHDS の稼働率は Base：44%、MHC1/MHC2：89%であるが、装置能力は Base：110 千 BD、MHC1/MHC2：55 千 BD であるため、処理量は変化がない。

図表 8.5.6　生産量と Base との差（瀬戸内 B タイプ）［千 kL/年］

		Base	MHC1	MHC2
原油処理		15,105	15,105	15,105
揮発油		2,780	2,780	2,780
ナフサ･芳香族		2,001	1,658	1,647
ジェット・灯油	JET	3,330	3,330	3,330
	灯油	0	0	0
	小計	3,330	3,330	3,330
軽油・A重油	軽油	3,449	3,633	4,567
	A重油	696	1,029	300
	小計	4,145	4,661	4,867
C重油		1,746	1,663	1,680
燃料油計		14,002	14,093	14,304
LPG		784	664	659
プロピレン		176	130	127
副製品		185	183	188
自家燃、損耗、転送等		-42	34	-173
総計		15,105	15,105	15,105



（D タイプ・MHC1）

－揮発油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。
ただし VHDS の MHC 化に伴って分解率が向上し、DSVGO が減少して FCC 稼働率は 62%⇒57%に低下し、FCC ガソリンが 207 千 KL/年減少した。その結果、ガソリンブレンドへの DLN・リフォーメートが増加し、ナフサ・芳香族の生産量は 187 千 KL/年減少した。

－ジェット・灯油の生産量も、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

－軽油・A 重油生産量は、264 千 KL/年増加した。これは、FCC 稼働率低下に伴い LCO 生産量が 93 千ｋL/年減少したが、VHDS の分解軽油（HC_LGO）が 329 千 KL/年増加したこと、MSC-20 減少に伴いカットバックの LCO が 23 千 KL/年減少したことなどによる。

－C 重油生産量は、MSC-20 が 46 千 KL/年減少した。これも FCC 稼働率低下に伴って CLO 生産量が 23 千 KL/年減少したことによる。

（D タイプ・MHC2）

－揮発油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

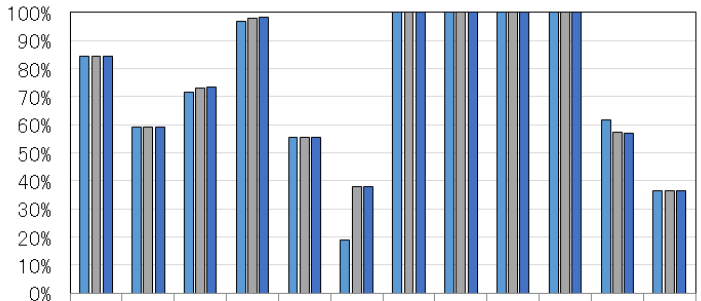
－ナフサ・芳香族は、MHC1 と同様な傾向で、190 千 KL/年減少した。

－ジェット・灯油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

－軽油・A 重油の生産量は、374 千 KL/年増加した。これは、FCC 稼働率低下に伴い LCO 生産量が 94 千 KL/年減少したが、VHDS の分解灯油（HC_K）が 314 千 KL/年、分解軽油（HC_LGO）が 129 千 KL/年増加したこと、MSC-20 減少に伴いカットバックの LCO が 25 千 KL 減少したことなどによる。

－C 重油は、MHC1 と同様な傾向で、MSC-20 が 49 千 KL/年減少した。

図表 8.5.7　装置稼働率（瀬戸内 D タイプ）

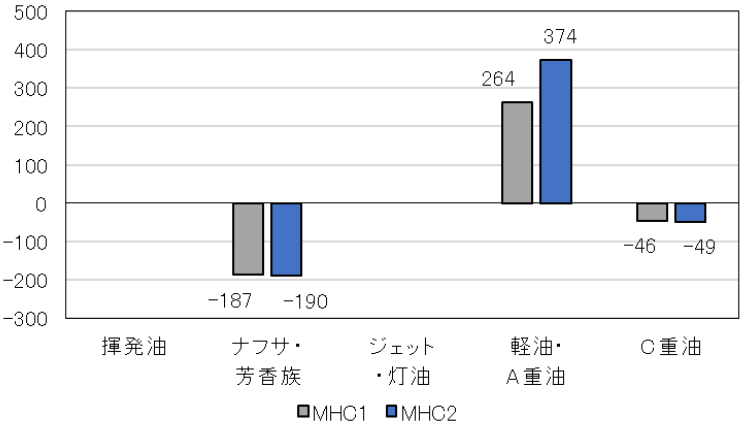


	CDU	VDU	NHDS	CCR	HDS	VHDS	MHYC	HYC	RDS	COKER	FCC	ALK
Base	85%	59%	71%	97%	56%	19%	100%	100%	100%	100%	62%	37%
MHC1	85%	59%	73%	98%	56%	38%	100%	100%	100%	100%	57%	37%
MHC2	85%	59%	73%	98%	56%	38%	100%	100%	100%	100%	57%	37%

（注）稼働日数は 330 日/年（＝90.4%）とした。VHDS の稼働率は Base：19%、MHC1/MHC2：38%であるが、装置能力は Base：143 千 BD、MHC1/MHC2：71.5 千 BD であるため、処理量は変化がない。

図表 8.5.8　生産量と Base との差（瀬戸内 D タイプ）［千 kL/年］

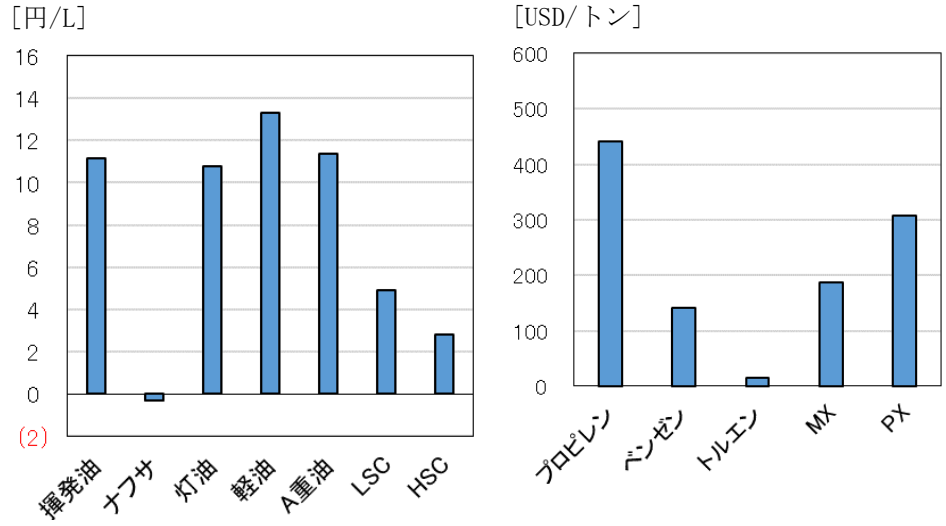
		Base	MHC1	MHC2
原油処理		23,959	23,959	23,959
揮発油		6,197	6,197	6,197
ナフサ･芳香族		1,539	1,352	1,349
ジェット･灯油	JET	2,663	2,663	2,663
	灯油	1,738	1,738	1,738
	小計	4,401	4,401	4,401
軽油･A重油	軽油	6,785	7,190	7,309
	A重油	1,238	1,097	1,088
	小計	8,023	8,287	8,397
C重油		458	412	409
燃料油計		20,618	20,649	20,753
LPG		1,022	977	975
プロピレン		309	286	284
副製品		1,676	1,675	1,677
自家燃、損耗、転送等		333	371	269
総計		23,959	23,959	23,959



・投資採算性

収益改善額は足元の市況を反映した価格体系にて評価した（DB @55 USD/BBL）。図表 8.5.9 に各製品の原油・ナフサとのスプレッドを示す。また、シナリオに応じて製品価格を振って感度分析を実施した（軽油･A 重油､C 重油は±20%､プロピレンは 300～600 USD/トン）。回収期間は、割引率を考慮しない単純な回収期間（＝改造コスト/収益改善額）として算出した。

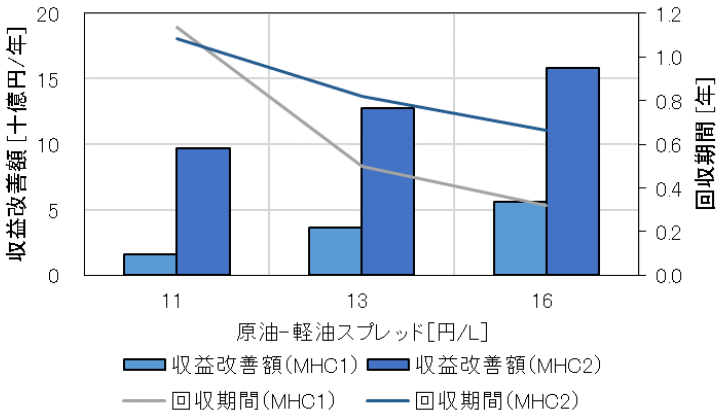
図表 8.5.9　燃料油・石油化学製品の原油・ナフサとのスプレッド



図表 8.5.10 に投資採算性を評価した結果と軽油・A 重油の価格を振った感度分析の結果をまとめる。回収期間はいずれのケースも 2 年未満となった。これは原油と軽油とのスプレッドが 13 円/L での評価だが、仮に 20%下振れしたとしても回収期間は 1.1 年程度と短期回収が望めることが分かった。

図表 8.5.10　投資採算性と感度分析

		投資コスト	収益改善額	回収期間
		億円	億円/年	年
MHC1	B	8	4.5	1.8
	D	10	31.6	0.3
	小計	18	36.1	0.5
MHC2	B	47	71.3	0.7
	D	58	56.4	1.0
	小計	105	127.7	0.8



④考察

本項では B, D タイプ製油所の既設 VHDS を MHC に転換した場合の改造検討及びその改造コストを検討した。改造検討においては比較的マイルドな分解に留まるケースと HC に近いところまで分解させた 2 つのケースについて検討している。VHDS の MHC 化は、特にケース①のようなマイルドな分解レベルにとどめたケースは以前から行われていて、国内においても十分な実績がある。どちらのタイプも 2030 年 LP モデルにおいて、大幅な設備過剰が想定されるため、比較的少額投資で実現可能なケース①のレベルであれば、ガソリン需要減に伴う中間留分増産へのシフトに対する投資のハードルはさほど高くないと思われる。

一方、リアクター増設を伴うようなケース②のレベルとなると、大規模投資となる上、敷地などの確保が必要となってくることが予想されるため、容易ではないと想像される。今

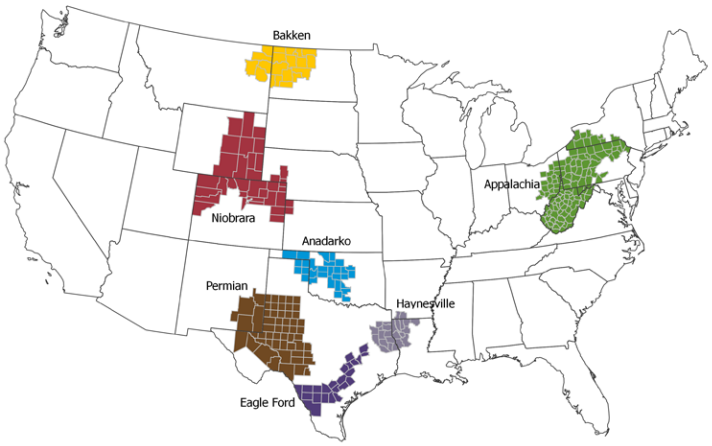
回の検討では典型的なケースとして 2 ケースを想定したが、実際には、需給バランスを考慮しつつ、ライセンサーや触媒メーカーと相談しながら、適切な分解レベルを設定することが肝要である。

（3） 超軽質原油（タイトオイル）処理

①前提条件

・本検討では、クルードアッセイが公開されている、同地域近隣のイーグルフォードタイトオイル(API=46.6)にて検討を行った。図表 8.5.11 にアメリカ合衆国におけるシェールガス・オイルの主要鉱床を示す。

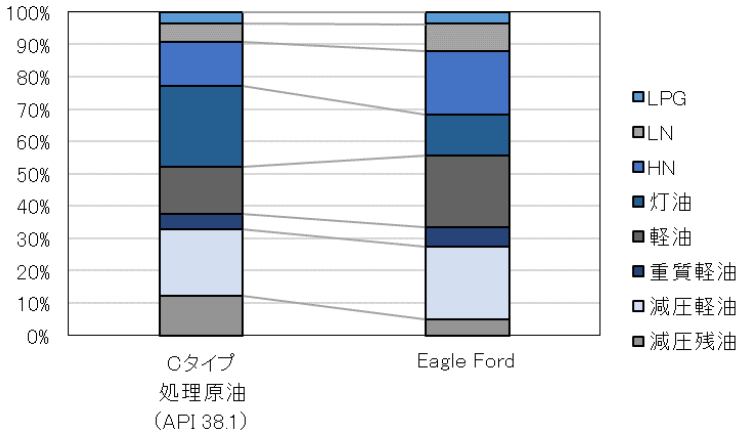
図表 8.5.11　米国におけるシェールガス・オイルの主要鉱床



・イーグルフォードタイトオイルのクルードアッセイは Equinor 社が公開している。各留分の得率を図表 8.5.12 に示す。既存の原油と比較した場合の、イーグルフォードタイトオイルの特徴としては以下が挙げられる。

・瀬戸内 C タイプ製油所に通油している平均 API　38.1（2019 年度実績）の原油と比較すると、ナフサ及び軽油、減圧軽油留分が多い。特にナフサ系統は常圧蒸留装置も含め、既設に通油する場合、改造箇所が多くなることが想定される。反面、減圧残油が 6.9vol%と少ないため、ボトム設備が比較的弱い製油所については、適用しやすい原油と考えられる。

図表 8.5.12　イーグルフォードタイトオイルの得率



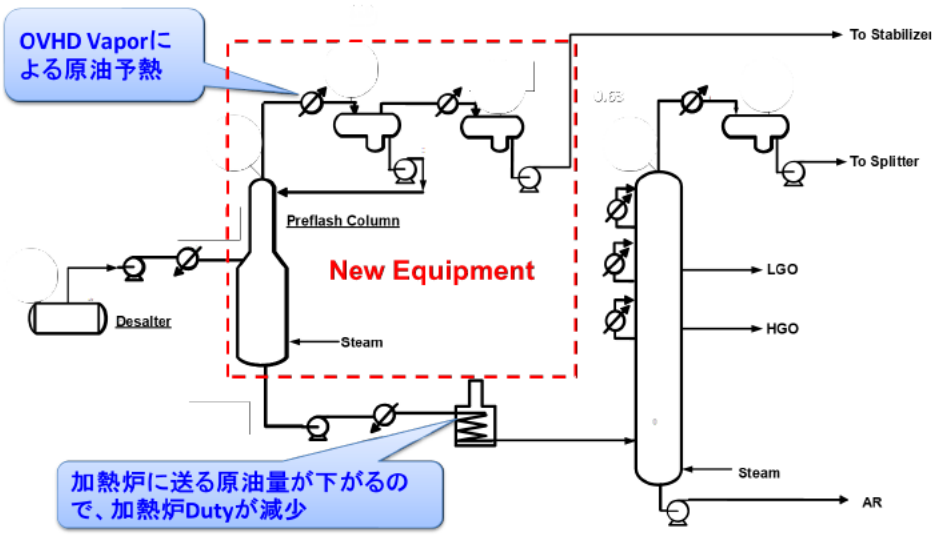
（出所）JGC

８．４（２）③項で試算した 2030 年度瀬戸内 C タイプを Base ケース、これと同じ原油処理量（12,220 千 KL/年）で、そのうちの 5,247 千 KL/年（≒100 千 BD）をイーグルフォードタイトオイル、残りの 6,973 千 KL/年（≒133 千 BD）を 2019 年度原油処理実績の油種構成（平均 API 38.1）としたケースをイーグルフォードケースとした。
その他、要生産量等の前提条件は、８．４（１）項で設定したとおりとした。

②概略改造コスト

一般的な常圧蒸留装置に装備されているプレフラッシュドラムは、API 30 前後の中重質原油に対して有効であるが、API 40 を超えるような軽質原油の処理に対しては、予熱量減による加熱炉負荷増加等の問題がある。この課題を解決する方法として、プレフラッシュドラムに代えてプレフラッシュカラムを設置することが有効である。プレフラッシュカラムを導入することにより、ナフサより軽い留分を加熱炉、メインカラムに持ち込むことなく、これらの機器の負荷を下げることが可能となる。
既設常圧蒸留装置にプレフラッシュカラムを新設した場合の改造箇所を図表 8.5.13 にまとめた。主に改造が必要となるのは、LPG、ナフサ留分増加による既設スタビライザー周りの機器となる。改造対象が限定されるので、改造費を低く抑えることが可能となる。試算によると、10 万 BD のタイトオイルを処理する規模で、改造コストの概算は 41 億円である。

図表 8.5.13　新設・改造箇所一覧



区分	アイテム	新設・改造内容	改造コスト
新設	プレフラッシュカラム	一式新設	41 億円
改造	既設スタビライザー	トレイ交換、コンデンサ・リボイラ交換、ナフサクーラー増強等	

③期待効果

・生産量

瀬戸内 C タイプの装置稼働率と Base との生産量の差を図表 8.5.14 及び図表 8.5.15 に示す。イーグルフォードケースの全体のバランスは、C 重油が減少し、ナフサ・芳香族が増加してリファイナリーマージンは改善する方向である。C 重油は、▲400 千 KL/年、ナフサ及び芳香族は＋463 千 KL/年である。以下に製品毎の解析結果を示す。

－揮発油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

ただし、減圧軽油（VGO）留分の得率が高く、VHDS 稼働率は 71%⇒81%に、RFCC 稼働率は 75%⇒79%に増加した。その結果、FCC ガソリンが 80 千 KL/年増加した。

－ナフサ・芳香族の生産量は 463 千 KL/年増加した。その内訳は以下のとおりである。

・ナフサ留分の得率が高く、ライトナフサ（LN）が 113 千 KL/年増加したことに加え、CCR 稼働増（89%⇒99%）によるラフィネート増産によって、ナフサの生産量は合計 207 千 KL/年増加した。

・芳香族の生産量は、CCR 稼働増に加え、FCC ガソリン増産分の C7A がガソリンプールから追い出されて、256 千 KL/年増加した。

－ジェット・灯油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

－軽油、A 重油の生産量は 87 千 KL/年減少した。その内訳は以下のとおりである。

・軽油の生産量は、灯油留分の得率が低く軽油に混合される脱硫灯油（DK）が 560 千 KL/年減少、軽油留分の得率が高く脱硫軽油（DGO）が 500 千ｋL/年増加、また、VHDS 稼働増による分解軽油（HC_LGO）14 千 KL/年増加などで、合計 41 千 kL/年と微減した。

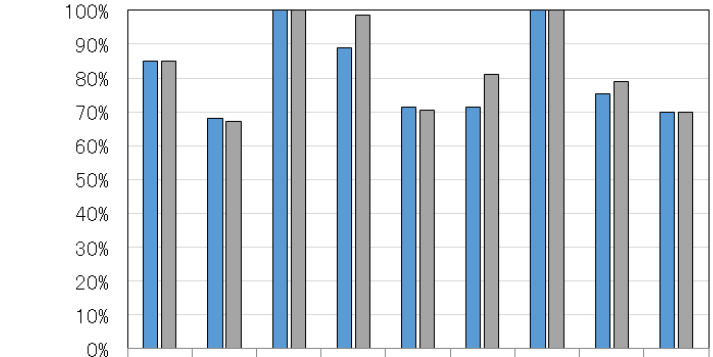
・A 重油の生産量は、46 千 KL/年減少した。RFCC 稼働増によって LCO の生産量は増加した

が、軽油留分の得率が多く、軽油深度脱硫装置（GOHDS）で処理する LCO の量も増えたため、A 重油ブレンド基材としての LCO が減少したことによる。

－C 重油生産量は、残油留分、減圧残油留分の得率が低く 400 千 KL/年減少した。LSC-05 が 229 千 KL/年、MSC-20 が 171 千 KL/年の減少である。

更に、アスファルトが 97 千ｋL/年減少した。

図表 8.5.14　装置稼働率（瀬戸内 C タイプ）

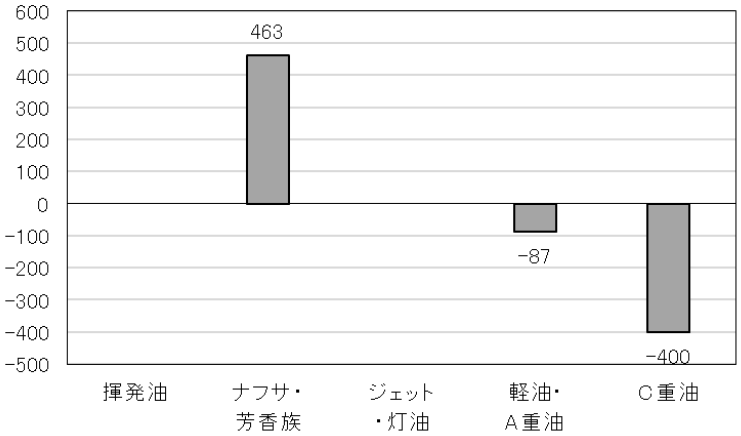


	CDU	VDU	NHDS	CCR	HDS	VHDS	HYC	RFCC	ALK
Base	85%	68%	100%	89%	71%	71%	100%	75%	70%
Eagle Ford	85%	67%	100%	99%	70%	81%	100%	79%	70%

（注）装置稼働率は稼働日数基準で、稼働日数は 330 日/年（＝90.4%）とした。

図表 8.5.15　生産量と Base との差（瀬戸内 C タイプ）［千 KL/年］

		Base	Eagle Ford
原油処理		12,220	12,220
揮発油		3,286	3,286
ナフサ･芳香族		1,978	2,442
ジェット・灯油	JET	641	641
	灯油	1,164	1,164
	小計	1,805	1,805
軽油・A重油	軽油	4,017	3,976
	A重油	156	110
	小計	4,173	4,086
C重油		1,162	761
燃料油計		12,404	12,379
LPG		680	768
プロピレン		208	221
副製品		271	180
自家燃、損耗、転送等		-1,344	-1,327
総計		12,220	12,220



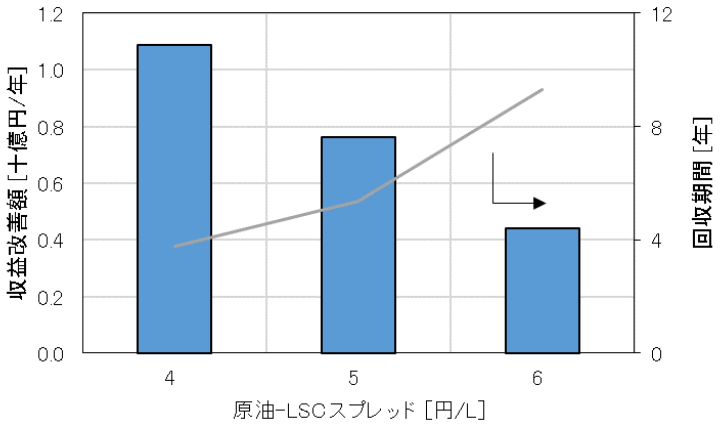
・投資採算性

図表 8.5.16 に投資採算性を評価した結果と C 重油の価格を振った感度分析の結果をまとめる。

収益改善額は 7.6 億円/年と算出された。プレフラッシュカラムを設置する改造コストは 41 億円と概算されたので、割引率を考慮しない単純な回収期間は 5.4 年となる。これは原油と C 重油とのスプレッドが 5 円/L での評価だが、4 円/L の場合の回収期間は 3.8 年となり、C 重油の価値が低下した場合、更に短期回収が望める。

図表 8.5.16　投資採算性と感度分析

投資コスト	収益改善額	回収期間
億円	億円/年	年
41	7.6	5.4



④考察

プレフラッシュカラム設置は、国内外において採用実績もあり改造コストもさほど高くはないため、今後の原油重軽格差にもよるが、C タイプ製油所の減圧残油の余剰対策として有力なオプションと考えられる。

（4） FCC を高分解型に転換

①前提条件

世界的な需要構造の変化として、石油精製における燃料油から化成品へのシフトがある。FCC 触媒にゼオライト型の添加剤を加えて、高分解を促進しているだけでなく、FCC 設備においても高分解型の FCC を建設する傾向が強まっている。その代表例として Stone ＆ Webster がライセンスする DCC プロセスが挙げられる。

高分解型 FCC として、本検討においては以下の 2 ケースで FS を行うこととした。

・ケース①: FCC 触媒に ZSM-5 を 10%添加したケース。B タイプにおける域内の FCC キャパシティはトータルで 113 千 BD であるが、既設における改造をミニマムとするため、想定製品収率及び COR から 60 千 BD とした。

・ケース②: DCC を導入するケース。DCC においてはガス分の収率が FCC のそれとは大きく異なるため、フラクショネーターから下流も含めて既設流用は難しい。本検討においては、既設の約 50%である 57 千 BD とした。

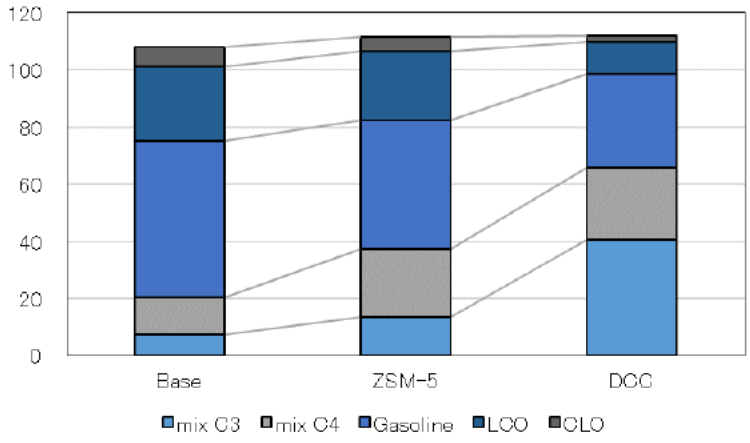
ケース①、②において想定される収率を図表 8.5.17 にまとめた。主な特徴は以下のとおりである。

・ケース①ZSM-5 10%添加の分解率は 70%前後、ケース②DCC は 80%後半と高い。

・ケース①は、ガソリン中の低オクタン価成分が分解し、プロピレン、ブテンが増加する。コーク、ドライガス、LCO、CLO 収率はさほど変化しない。

・ケース②は、ROT が FCC と比較して 50℃以上高いためガス分が多く、COR も通常の FCC の倍以上で、オレフィンの収率が高い(C3=/C4=で 30%超)。

図表 8.5.17　高分解型 FCC の製品収率



（出所）JGC

②概略改造コスト

DCC は、従来型 FCC の収率を改善する有効な手段であるが、改造による既設 FCC への適用となると難しいと考えられる。COR が従来型の FCC のそれとは大きく異なるため、反応塔・再生塔は新設せざるを得ない。また DCC では分解が進むため C2 より軽いガス分が典型的な FCC の 9 倍近く発生することになり、これをベースにキャパシティを決めると 1/9 に近いターンダウンとなるため、下流設備の既設流用不可能と考えられる。このため、DCC においては下流も含め装置一式新設とせざるを得ない。

今回は装置一式新設としたが、詳細な検討によっては、下流設備の一部流用によるコストダウンや、ナフサクラッカーとのインテグレーションによる下流設備の共用により、更なるコストダウンを図ることは可能であると考えられる。

①にて記述したベースで改造箇所と改造コストの概算結果を図表 8.5.18 に示す。

図表 8.5.18　改造箇所一覧

ケース	区分	アイテム	改造内容	改造コスト
①ZSM-5	触媒	触媒変更	ZSM-5 10%添加した触媒への交換	13 億円
②DCC	新設	DCC 装置一式	一式新設	666 億円

③期待効果

・生産量

(ZSM-5)

－揮発油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

ただし FCC の分解率が向上した結果、FCC ガソリンのブレンド量が 298 千 kL/年減少した。

－ナフサ、芳香族の生産量は、256 千 KL/年減少した。FCC ガソリンが減少し、ガソリンブレンドへの DLN、リフォーメートが増加したことなどによる。

・ナフサの生産量は、133 千 kL/年減少した。NHDS の稼働率が 43%⇒46%に増加したが、HN の処理量は変わらず LN の処理量が増えてガソリンブレンド用 DLN を増産している。

・芳香族の生産量は、123 千ｋL/減少した。トルエン（C7A）がガソリンブレンドに使われたことによる。

－ジェット、灯油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

－軽油・A 重油生産量は、49 千 KL/年減少した。これは、FCC の分解率向上に伴い LCO 生産量が 49 千ｋL/年減少したことによる。

・A 重油の生産量は、108 千 KL/年減少した。LCO 生産量の減少に加え、DGO のブレンド量が減少したことによる。

・軽油の生産量は、59 千 KL/年増加した。

－C 重油生産量は、LSC-05 が 54 千 KL/年減少した。これも FCC の分解率向上に伴って CLO 生産量が 54 千 KL/年減少したことによる。

－プロピレン生産量は、170 千 KL/年増加した。

（DCC）

－揮発油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。
ただし、FCC の分解率が向上した結果、FCC ガソリンのブレンド量が 659 千 KL/年減少した。

－ナフサ・芳香族の生産量は、615 千 KL/年減少した。FCC ガソリンが減少し、ガソリンブレンドへの DLN・リフォーメートが増加したことなどによる。

・ナフサの生産量は、343 千ｋL/年減少した。NHDS の稼働率が 43%⇒49%に増加したが、HN の処理量は変わらず LN の処理量が増えて DLN を増産している。

・芳香族の生産量は、272 千ｋL/減少した。トルエン（C7A）、C9A がガソリンブレンドに使われたことによる。

－ジェット・灯油の生産量は、上限に張り付いており、Base ケースと変化がない。

－軽油・A 重油生産量は、445 千 KL/年減少した。これは、FCC の分解率向上に伴い LCO 生産量が 444 千ｋL/年減少したことによる。

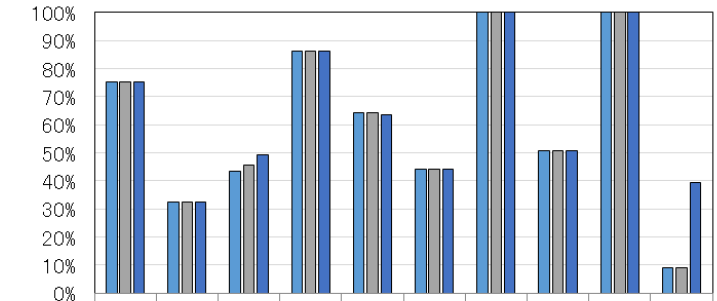
・A 重油の生産量は、696 千 KL/年減少しゼロになった。LCO は全て GOHDS 原料として処理された。

・軽油の生産量は、251 千 KL/年増加した。

－C 重油生産量は、LSC-05 が 143 千 KL/年減少した。これも FCC の分解率向上に伴って CLO 生産量が 143 千 KL/年減少したことによる。

－プロピレン生産量は、822 千 KL/年増加した。

図表 8.5.19　装置稼働率（瀬戸内 B タイプ）

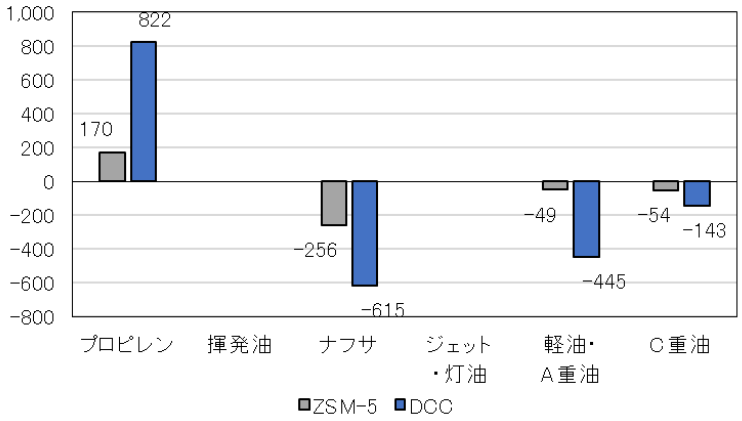


	CDU	VDU	NHDS	CCR	HDS	VHDS	RDS	FCC	ALK	ISO
Base	75%	33%	43%	86%	64%	44%	100%	51%	100%	9%
ZSM-5	75%	33%	46%	86%	64%	44%	100%	51%	100%	9%
DCC	75%	32%	49%	86%	63%	44%	100%	51%	100%	40%

（注）装置稼働率は稼働日数基準で、稼働日数は 330 日/年（＝90.4%）とした。

図表 8.5.20　生産量と Base との差（瀬戸内 B タイプ）

		Base	ZSM-5	DCC
原油処理		15,105	15,105	15,105
揮発油		2,780	2,780	2,780
ナフサ		2,001	1,745	1,386
ジェット・灯油	JET	3,330	3,330	3,330
	灯油	0	0	0
	小計	3,330	3,330	3,330
軽油・A重油	軽油	3,449	3,508	3,700
	A重油	696	588	0
	小計	4,145	4,095	3,700
C重油		1,746	1,693	1,604
燃料油計		14,002	13,643	12,800
LPG		784	840	1,024
プロピレン		176	346	998
副製品		185	185	188
自家燃、損耗、転送等		-42	91	95
総計		15,105	15,105	15,105



・投資採算性

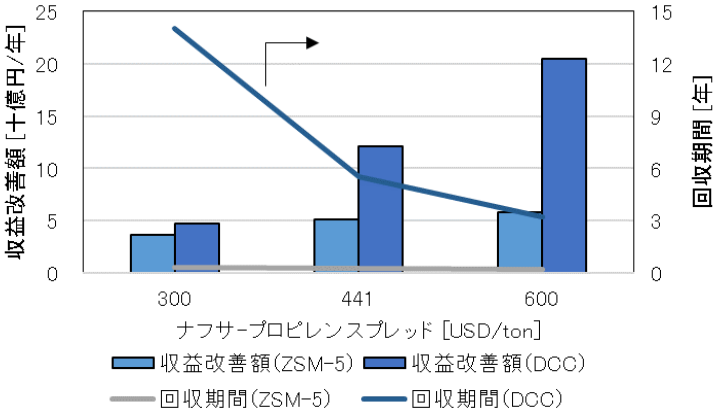
図表 8.5.21 に投資採算性を評価した結果とプロピレンの価格を振った感度分析の結果をまとめる。

収益改善額は ZSM-5：52 億円/年、DCC：121 億円/年と算出された。改造コストはそれぞれ 13 億円、666 億円と概算されたので、割引率を考慮しない単純な回収期間は 0.3 年、5.5 年となる。

ZSM-5 はプロピレン価格にあまり左右されず短期回収が可能な有力なオプションである。一方で DCC は、ナフサとプロピレンのスプレッドが 300 USD/トンに低下した場合の回収期間は 10 年超となるなど、事業環境に左右されるリスクが高い。

図表 8.5.21　投資採算性と感度分析

	投資コスト 億円	収益改善額 億円/年	回収期間 年
ZSM5	13	55	0.2
DCC	666	121	5.5



④考察

国内において稼働している 25 基の（R）FCC のうちその半数ほどで既にゼオライト型の触媒添加剤が導入されている。周辺装置との兼ね合いもあるが、比較的投資額を抑えてライトオレフィンの収率を上げることができるので、添加剤の導入は高分解化型への転換の有力なオプションである。

一方、DCC においては大規模な設備増強を伴うので投資額も大きくなり、国内における導入は投資額から判断すると厳しいと言わざるを得ない。しかし 2050 年温室効果ガス実質排出ゼロ、2030 年代半ばでの新車ガソリン車販売ゼロが相次いで発表され、ガソリンを中心とする燃料油の国内需要減が今後更に加速する中で、石化との連携を踏まえ、FCC をライトオレフィン生産を中心とする石化型に切り替えていくことは急務である。そのような視点から長期展望に立って検討していくことが必要であると考える。

また６．３節に示したように、既存 FCC を利用してバイオ由来のフィードを加えることによりバイオ燃料を生産する FCC Co-processing が、欧米を中心に稼働・検討されている。FCC にかける前に RTP （Rapid Thermal Processing)などのバイオ原料の前処理が必要であるが、温室効果ガス削減という観点から長期的には有望なプロセスであると考えられる。このような先進的なプロセスも取り入れながら、既存 FCC を活用する道を今後とも検討していくことが必要である。

（５） 概略 FS 結果の考察

2030 年地域別 LP モデルでの検討において需要と供給の乖離が大きい瀬戸内地域の製油所をターゲットに、ボトム処理装置の装備状況により製油所タイプを分類し、それぞれのタイプごとに有効と考えられる短中期的な設備改造に関する概略 FS を実施した。概略 FS の結果を図表 8.5.22 にまとめる。

これまで日本の製油所は FCC を中心とするガソリン生産型の設備構成で利益を確保してきた。しかし現状年 2%以上のペースで燃料油需要、とくにガソリン需要が落ち込んでいく中、2050 年温暖化ガス実質排出ゼロ、2030 年代半ばでのガソリン車新規販売ゼロなどが相次いで表明され、今後更に燃料油需要の落ち込みが加速していくのは明白である。エネルギーインフラおよびエネルギー安全保障の観点から、国内の製油所を中長期にわたり維持していくためには石化との連携、燃料油からライトオレフィン、アロマへの生産にシフトする

石化型への転換が必須であるが、既存の FCC から DCC 等への転換、余剰となる重油を分解する水素化分解装置の導入等には大規模な投資が必要となってくる。これを怠ると国際的な視点から日本の製油所は競争力を失うこととなり、ライフライン、エネルギーインフラとしての地位を失い、やがては海外からの安い輸入品に頼らざるを得なくなり、国としてのエネルギーセキュリティも大きく揺らぐこととなる。現在においても近隣の中国、韓国を筆頭に大規模な輸出型製油所が輸出攻勢を掛けている、という状況である。競争力をもってこれに対抗するには、個々の製油所、会社だけでは難しく、地域の製油所、工場、会社が連携していかなければならないことは明白である。これを短期間のうちに成し遂げることは難しいが、10 年後、20 年後のあるべき日本の製油所の姿を描いていくことが肝要である。その際には、全てのコンビナートが一律に過渡期の対応に投資を向けるのではなく、原油処理機能の集約化を進め、停止する設備は廃棄せずに有効に活用して次世代コンビナートへの転換を促すことも必要と考える。

一方、例えばタイトオイルに代表される超軽質原油の通油であるが、減圧残渣油の収率が低く、余剰となっている重油を削減するには効果的である。常圧蒸留装置ではプレフラッシュカラムを導入することを提案しているが、これは超軽質原油処理、省エネ等の目的で国内外にて数多く導入され実績もあるものである。また VHDS の MHC 化は投資額もさほど大きいものではなく短期で回収可能なので、上記の抜本的な改造前の改造として魅力があるのではないかと考える。

図表 8.5.22　概略 FS 結果まとめ

#	FS項目			処理能力 [千BD]		処理量 [千BD]		改造コスト [億円]	収益改善額 [億円/年]	回収期間 [年]
				改造前	改造後	改造前	改造後			
①	超軽質原油(タイトオイル)処理			274	274	(API 38) 233	(API 38) 133 (Eagle) 100	41	7.6	5.4
②	VHDSをMHCに転換	MHC1	B	110	55	(VHDS) 49	(VHDS) 0 (MHC1) 49	8	4.5	1.8
			D	143	71.5	(VHDS) 27	(VHDS) 0 (MHC1) 27	10	31.6	0.3
		MHC2	B	110	55	(VHDS) 49	(VHDS) 0 (MHC2) 49	47	71.3	0.7
			D	143	71.5	(VHDS) 27	(VHDS) 0 (MHC2) 27	58	56.4	1.0
③	FCCを高分解型に転換	ZSM-5		113	60	(FCC) 57	(FCC) 0 (ZSM-5) 57	13	52	0.3
		DCC		113	57	(FCC) 57	(FCC) 0 (DCC) 57	666	121	5.5

８．６ 瀬戸内地域各地区コンビナートの目指すべき絵姿

瀬戸内地域は、エネルギー供給構造高度化法の対応もあって、周南地区のように原油処理機能を停止するなど、コンビナートの転換に向けた企業戦略が他地域に先立って動き始めている。

各地区コンビナートの規模は小さく、中国をはじめとするアジアの新興コンビナートとの規模の競争には後塵を拝するが、全てのコンビナートが沿岸部に立地し、多様な異業種産業と近接しているなど、有利な立地条件を備えているともいえる。また、既存の設備群等を

活用することで少ない設備投資でコンビナートを作り変え、脱炭素エネルギー・素材の供給拠点としての役割を担うことが期待されている。

そこで、ワーキンググループメンバーによるアンケートに基づいて、瀬戸内地域各地区コンビナートの特徴を踏まえて、目指すべき絵姿を図表 8.6.1 に整理した。

日本のコンビナートは、エネルギー・素材の安定供給の役割を全うし続けるために、グリーン化に向けた技術進化に合わせて、コンビナート内の既存スキームを転換していく必要がある。特に、製油所はその先頭に立つ必要がある。そのためには、各地区コンビナートの現実を踏まえた、これらの目指す姿を基に、ロードマップや CO2 削減目標を定め、これを現実化していくための先端技術プロセスの導入を図る必要がある。

図表 8.6.1　瀬戸内地域各地区コンビナートの目指す姿と課題例

地区	特徴	目指すべき絵姿
堺・泉北	堺・泉北ベイエリアの産業集積の中核としての基盤強化	・コーカーを有することから、瀬戸内地区の重油分解中核基地としての機能を果たし続けるために、カーボンリサイクルと組み合わせは必至である。 ・主要空港に近い立地の優位性を生かして、既存設備を有効に活用してバイオジェットの導入を促進する。 ・アンモニアプラントのグリーンアンモニア化、低炭素燃料用途に貢献する。
水島	西日本最大のエネルギー・素材産業の集積地として、強い製造技術と工場間統合でコンビナート基盤を強化	・瀬戸内地区最大のTOP能力で、石化とのインテグ、近接の鉄鋼を含む異業種との連携を進めている。瀬戸内地域の基幹コンプレックスとして、化石燃料中核供給基地＋水素供給基地＋カーボンリサイクルの可能性など、次世代社会システムとのミックススキーム構築の具備条件がそろっている。 ・国内で唯一の廃プラからの再製油処理（軽油ブレンド）を製油所レベルで行ったことがあり、廃プラケミカルリサイクルを再度実施する。
周南	アジアトップクラスの有機・無機複合ハイバリューチェーンの統合運営	・食塩電気分解による塩ビ国内最大生産拠点。大規模石炭自家発からのCO2排出量を抑制し、サステイナブルな事業構造を目指す。バイオマス燃料の活用（ブラックペレットの石炭混焼、間伐材利用/植林）を促進する。 ・メタノール輸出入基地を運営中で、C1化学への布石も多くある。また、活用可能な副生水素を有し、水素展開のモデル地区への基盤を有する。あわせて、カーボンニュートラルポートも検討されており、低負荷コンビナートを構築する。
大分	アジア最近接の立地を活かした、石炭・石油化学の融合、異業種協業によるコアコンピタンスの創出	・近接の鉄鋼回収CO2と、余剰水素、HY余力を活用できる九州地区唯一の燃料供給基地である。 ・近隣の発電所、LNG基地、都市ガス基地等との協業によるクリーンエネルギーコンビナートの構築

Ⅲ　本調査のまとめ

９．令和２年度委託調査の要旨

近年、国内の石油需要は減少傾向にあり、製油所も縮小傾向にある一方、世界の石油需要は拡大が続く見通しで、最新の技術を採用した大型で高効率な製油所の新増設が続いている。これによって、石油・石化製品市場の国際競争は激しさを増しており、今後、石油・石化製品の輸出環境の悪化や輸入圧力の高まりが予想される。更に、長期的な観点では二酸化炭素削減に代表される世界的な環境保全活動の高まりにより、従来の延長線上にあるエネルギー需給構造や製造プロセスでは、石油コンビナートの持続的な発展が困難になることも懸念される。

このような国際情勢の中、長期的に石油・石化製品の安定供給を確保するためには、国内石油コンビナートの国際競争力を維持・強化しつつ、新たな視点で環境保全に対応した石油コンビナートに変革していくことは必須である。

このような認識のもと、国内外における環境変化に対し、石油精製、石油化学、化学、鉄鋼、その他製造業が集積する石油コンビナートが、柔軟かつ持続的に変革して国際競争に対応していくための連携事業を創出・促進する政策立案に役立てることを目的として調査を行った。

本調査で得られた知見と、そこから導かれる今後の石油コンビナートの競争力強化に向けた要点について以下に示す。

９．１ 海外石油コンビナートの設備戦略調査

（１） 海外石油コンビナートの設備戦略調査１－アジア圏の現状と今後の展開

・中国では、石油の「石化シフト」と高付加価値化が進み、アジア圏における輸出競争激化の原因となっている。エチレンを除く石化製品は飽和の傾向が見られ、民間に対する「石油流通法」認可や中国政府による石油製品の輸出割り当てが 60 百万トン（120 万 BD 相当≒日本輸出の２倍）と増加し、鉄鋼などの他の産業と同様に増加した精製能力の余剰分がアジア圏に対し、輸出され始めている。

・シンガポールでは今年、複数の大型化学プロジェクトとして「循環型」と「川下強化」工事が本格化した。米エクソンモービルとフィンランド国営 Neste はそれぞれ、製油所の重質留分と食品・植物性廃棄物などを付加価値の高い製品に転換、仏アルケマとサウジ基礎産業公社（SABIC）は、エンプラの生産に乗り出す。

また、アジア太平洋地域で化学品市場の競争が激化するなか、シンガポールの独自性と長期競争力を確保する動きが始まっている。

更に、カーボンニュートラル、循環型社会に向けた新たな活動を開始しており、土地不足、用役高、人件費高、人口の逆ピラミッド化、年金問題等に加えて地球環境保全遵守と、多くの課題を抱えながらも各分野で、小国のレジリエンスを確保するために活発な活動を展開している。特に、シェル、エクソンモービルを軸としたコンビナートの新たな事業戦略は、日本のコンビナートも参考にすべき点が多い。

・アジア圏の新興コンビナートでは、石油精製設備とエチレンセンター設備の強みをインテグレーションによって、原油を原料とする最大効率の「石化シフト」へと構造転換するこ

とが中核スキームであり、今後も輸出競合国として活動を注視する必要がある。

（2） 海外石油コンビナートの設備戦略調査２－米国の現状と今後の展開

米国の石油・石油化学産業は、今後も非常に高い競争力を発揮することが見込まれる。更に、カーボンニュートラルにおいても、欧州を凌駕する潜在能力を有しており、政権交代後の環境政策でどのような変化が生じ、日本のコンビナートにどのように影響を与えるか、引き続き調査が必要である。

・オイルメジャーは低炭素に舵を切り、次世代へ向けてポートフォリオを徐々に転換している。潤沢な内部留保と規模を背景に、短中期で化石資源からの「残存者利益」を確保しつつ、安全にグリーン化へと舵を切る「二面戦略」を進めている。次世代低炭素社会に向けて、自社開発、JV だけでなく、スタートアップ企業の買収も盛んである。
・シェール革命により一次エネルギー生産量は 2010 年～2025 年において大幅に増加し、2019 年から消費量を上回っている。また、シェール革命は、石油及び石油化学産業に優れたコスト競争力をもたらした。2010 年頃からシェール油井からタイトオイルの増産が始まり、2018 年からのシェール第 2 波によって 2022 年には 14 百万 BD に達すると予測される。そのため、原油、石油製品、LNG、石化製品の輸出は増加している。また、大型エタンクラッカーからの安価なポリエチレンは、近隣諸国、欧州、アジアに向かう。日本の水際対策は極めて厳しいものになる。
・製油所処理能力は過去最大の 20 百万 BPSD（2019 年）まで増加し、37 年間で製油所あたりの処理能力は 2.2 倍（76 千→150 千 BPSD）に大型化した。
・大規模農業を背景に、欧州に次ぐバイオディーゼルと世界最大のバイオエタノール生産・消費を続けている。バイオジェット燃料やバイオ船舶燃料も商業化された。
・再エネと天然ガス火力の建設コストは、量産化と技術の向上により 2013 年から 2018 年にかけて、太陽光発電 50%減、風力発電 27%減、天然ガス 13%減となった。
・水素社会到来によって水素需要量は、2015 年の 10 百万トン/年から 2050 年には 6 倍程度に増えると推定される。
・CO2 排出量は 2005 年頃から減少し、2030 年代後半から徐々に増加し、2050 年には 2020 年レベルまで戻ってしまう。「CO2 国内排出を 2050 年にネットゼロ」を目標に据えるならば、大規模な施策を講じる必要がある。CO2 ネットゼロに欠かせない CC(U)S については、CO2 を油田に送り込む石油増進回収法（EOR）が商業ベースで現在 10 事業ある。CC（U）S に恵まれた立地を有す。

（3） 海外石油コンビナートの設備戦略調査３－欧州の現状と今後の展開

・欧州では、この数年で気候変動対策の捉え方が変化し、新ビジネスとしてのカーボンニュートラル、CO2 フリー製品群の供給力が新たな国際競争力としてビジネス目標化されつつある。長期的な観点では CO2 排出量が 30%、もしくは 50%削減された場合、製油所の半数以上が閉鎖・淘汰されるリスクが懸念されている。
・EU は、新型コロナ禍後の経済復興を次世代の利益獲得のための新ビジネスを創出する目的で「Next Generation EU」を設立した。

本基金は、2021 年～2027 年の予算に組み込まれており、返済義務のない給付金が 3,900

億ユーロ（≒48 兆円)、融資金（ローン）が 3,600 億ユーロ（≒45 兆円）の合計 7,500 億ユーロ（93 兆円）が予算となる。

EU は、欧州グリーンディールを復興の中核的な政策の 1 つに位置づけている（内 1/3 程は EU グリーンリカバリーの新たなビジネス展開)。

・また、欧州メジャー各社は「ポートフォリオの組み換え」を始めている。

－Shell は 6 製油所のみ残し石化シフト＋CCUS ブルー化

－BP は石化からの脱却

－TOTAL はスタートアップ企業買収＋JV でポートフォリオ数を急速拡大し主力商品をより脱炭素社会に沿ったものへと移行

－OMV 社の中長期差別化戦略（ReOil やバイオオイル投資、CCUS プロジェクト開始、セメントプラント CO2 をほぼ 100%回収して再生可能なプラスチックの原料として利用）

－Repsol 社のグリーン化戦略（ビルバオ港でのグリーン水素・CO2 活用プロジェクト＋都市ごみからガスを生成するプラントを建設、Cartagena 製油所をバイオ製油所へ転換）

－Neste 社の廃棄物や残留物を 100%原料化、プラスチックのケミカルリサイクル

－BASF 社のカーボン・マネジメント・プログラム（ChemCycling TM プロジェクト、世界に 6 カ所のフェアブント拠点）など。

・ドイツは、水素技術の分野で世界一位を目指して国家水素戦略を発表しており、今後の動向を注視していく必要がある。

－国家水素戦略ロードマップを作成、Phase 1（2020～2023 年迄：水素のサプライチェーンを構築)、Phase 2（2023～2030 年迄：他国への技術提供などを見据え、具体的な 38 の施策を検討）

－政府は水素社会構築のため、水素活用に対し計 90 億ユーロ（約 1.12 兆円）の予算を計上し（経済復興対策予算全体の 7%)、この内 70 億ユーロ（約 8,680 億円）は電気分解技術等の開発、20 億ユーロは将来的な水素の輸入を見据えた海外への技術提供に使用される予定。

－ドイツの連邦経済エネルギー省は水素技術を発展させるため、アイデアコンテストを実施（2019 年）し、90 件の応募がある中から 20 件のプロジェクトを選定した。

９．２ 国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析

国内外の石油コンビナートについて、国際競争力を評価する指標を特定したうえで、具体的な評価方法を策定し比較分析を実施、今後の課題を抽出した。

評価目的は、日本の各コンビナートの世界での位置づけ把握（強み、弱み）と、国際競争力強化に向けた具体策・方向性の導出である。評価手法として、AHP（階層化意思決定法）を利用した。評価時点は、2020 年（現在）と 2024 年である。

評価対象は、以下に示す国内外の 25 の主要コンビナートとした。

・国内：鹿島、千葉、水島、川崎、四日市、堺・泉北、大分

・海外：韓国（蔚山、麗水)、台湾（麦寮)、中国（上海、茂湛、鎮海、燕山、泉港、大連)、シンガポール、インド（リライアンス)、ベルギー（アントワープ)、ドイツ（ゲルセンキルヘン)、米国（Baytown(EM Gr.)、PortArthur(Total))、サウジアラビア（アルジュベイル、ヤンブー)、クウェート（シュアイバ）

また、評価項目は、６区分の大項目（原料調達力、製造力、製品の価値・品質、環境低負

荷、立地条件、規制・支援条件）で構築し、それらを 32 区分の中項目に階層化した。

（1） 2020 年の評価結果

・Baytown （EM Gr.)がトップであり、シェールガスからのエタン分解炉により原料多様化を含む「原料調達力」の評価が高く、規模、重油分解能力、石化原料供給力などの「製造力」にも競争力を持つ。
・アジア地域で高評価となっているのは、インド（リライアンス)、日本 B、台湾麦寮、シンガポールである。ウェイトの高い「製造力」「原料調達力」「立地条件」部分での素点が高く、高評価となっている。いずれも重油分解能力が高く、石化原料供給力（プロピレン、BTX）に強みを有している。

（2） 2024 年の評価結果

・インド（リライアンス）が競争力を向上させ Baytown (EM Gr.)を抜いてトップとなった。インド（リライアンス）は「製造力」が極めて高く、中でもウェイトが高い項目である規模、重油分解能力、石化原料供給力、水素供給力の評価が高い。
・その他、アジアでは台湾麦寮、シンガポール、日本 B、中国鎮海が高評価となり、強い競争力を維持している。

RING 事業による取り組みやその他の企業間連携・高度統合の結果として、日本のコンビナートは競争力を徐々に向上させてきている。しかしながら、アジアの競争力上位のコンビナートは、旺盛な設備投資によりトップレベルから更に競争力を向上させており、その差は拡大する方向にある。

日本のコンビナートは、トッパーの集約・統合運営によってトッパー能力を抑えながら、更に原料の多様化、石油・石化基礎製品の輸出能力大型化、共同輸出基地の構築等の課題にスピード感を持って取組むことが必須である。長期的には、地区を超えて地域において全体最適を目指すことで実質的な規模を拡大することにより競争力を高めるべきである。

９．３ 石油・石化製品の需給バランスに関する分析調査

2024 年度の石油製品需要については「2019 年度の石油製品需要想定検討会」報告の見通し伸び率を維持するものとして想定を策定し、①現状の原油処理を維持したケース、②ガソリン内需の減少に合せた原油処理をするケースの 2 ケースで試算を行い、内需減退及び IMO 船舶燃料低硫黄化対応に対して、競争力強化に向けた課題と方策を抽出した。

（1） 2024 年度全国試算結果

・原油処理を現状維持するためには TOP 能力 158 千 BD 相当が余剰となり、輸出追加が必要になる。価格面から重油は不足側のインバランスとなるが、軽油の需要減退傾向がガソリンと比較して遅いことや、LCO の軽油深度脱硫装置フィード比率向上の為に、特に軽油の余剰傾向が顕著な結果となった。
・ガソリン内需の減少に合せた原油処理にすると軽油を含む中間留分が不足するバランスになった。
・これらから、揮発油留分の石化シフト、HN～KERO スイング調整、軽油増産対策、輸出対

応強化、VR 留分の高分解等の対応の必要性が確認された。

・石化製品の 2024 年度の内需は METI 素材産業課及び芳香族工業会報告に基づき想定した。また、重化学工業通信社のデータ等も考慮し、エチレン最大生産モードで試算した。

－エチレンはやはり需要減退傾向ながら、石油需要減少の影響により石油精製からのプロピレン、BTX 等の石化製品が増加する方向にある。

－プロピレン誘導品の新規開拓、ベンゼンの輸出対応強化、キシレンの対応力強化の必要性が確認された。

（2） 2024 年度地域別試算結果

・関東地域： 需要減退の影響が大きい揮発油の余剰量対策として、輸出体制の強化のみでなく、揮発油留分からより付加価値の高い BTX 留分を生産するなど、石化シフトの加速が必要である。VR 留分の余剰に対し、ユリカ、コーカーの能力アップや VR を希釈して直脱装置へのフィードを増加させるなどの対策が有効であると考えられる。

・中部地域：余剰留分のインバランスは比較的深刻ではなく、需要見合ケース相当まで原油処理を下げる（Ｂタイプ製油所停止相当）と良いバランスとなる。

・瀬戸内域：揮発油の余剰については他地域と比較して最も多く、従来の 2 倍以上の余剰が見込まれる。関東地区以上に対策が必要であり、共同輸出体制の構築や不均化装置の増強などが急務である。

９．４ 国内石油コンビナートの最適化に向けた連携強化に関する分析調査

（1） 次世代型コンビナートの全体最適化に向けた最新技術調査

・国際競争力強化、石化シフトに向けた最新のプロセスおよび触媒技術を調査した。
常圧蒸留装置へのプレフラッシュカラムの導入による超軽質原油処理技術、および間接脱硫装置（VHDS）の余力を活用したマイルド水素化分解（MHC）への最新技術など。

・国内外の低炭素・循環型、水素社会に向けた現状と技術的な課題について調査した。
これらの技術については、未だに化石資源をベースとした燃料・化成品とのコストギャップが大きい。脱炭素技術はコスト削減が最大の課題である。

（2） 次世代型コンビナートの全体最適化スキームの具体的検討

・「IEEJ Outlook 2020」を基に 2030 年度の需要想定を行い、LP にて試算される各石油製品との需給バランスから、瀬戸内地域をモデルに課題を抽出し、具体的な対策を検討した。

・2030 年度の試算結果（全国）

－TOP 公称能力 3,404 千 BD に対し、適正稼働は 2,789 千 BD で、615 千 BD（約 20%）の余力が発生した。

－特に揮発油の需要減少が激しく、FCC 装置および前処理の RH 装置、VHDS 装置の著しい稼働減が発生した。

・2030 年度の試算結果（瀬戸内地域）

－瀬戸内地域では TOP 公称能力 1,197 千 BD に対し、219 千 BD 余力（約 20%）の余力が発生した。

更に、FCC 装置（公称能力 262 千 BD）では 112 千 BD（約 40%）の余力、VHDS 装置（公称能力 339 千 BD）では 219 千 BD の余力が発生する見込みとなった。

・瀬戸内地域における、VHDS、FCC の有効活用、超軽質原油処理の FS 実施結果

上記の試算により、瀬戸内は中間留分が大幅に不足することが判明したため、中間留分のバランス改善に効果が期待できる設備改造案を含む、以下の 3 点について詳細な検討を実施した。

①VHDS の大幅余力を活用して、MHC（B タイプ/D タイプ）に改造

低分解 MHC：投資額 8/10 億円、期待効果 4.5/31.6 億円/年、回収期間 1.8/0.3 年

高分解 MHC：投資額 47/58 億円、期待効果 71.3/56.4 億円/年、回収期間 0.7/1.0 年

②TOP 余力を活用して、超軽質原油（イーグルフォードタイトオイル）100 千 BD の処理

投資額 41 億円、期待効果 7.6 億円/年、回収年数 5.4 年

③FCC の余力を活用して、高分解型に転換（ZSM5 触媒/DCC 新設）60 千 BD

投資額 13/666 億円、期待効果 52/121 億円/年、回収年数 0.3/5.5 年

本調査において、海外石油コンビナートの設備戦略、国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析、石油・石化製品の需給バランスに関する分析、国内石油コンビナートの最適化に向けた連携強化に関する検討を行った。それぞれの結果は「持続可能な石油コンビナートへの変革・連携強化」の具体化を行うために、大いに役立つものである。

石油コンビナート高度統合運営技術研究組合では、今後のグローバルな競争環境の激化や環境保全の高まりを受けて、石油コンビナートの持続的発展に向けた取り組みが急務と受け止めており、引き続き政策立案の一助となるよう調査・分析を実施していく。

以上